



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**SPIRIDON VAMPOULAS**  
**AURINKOPANEELITEKNIIKAN SOVELTUVUUS- JA**  
**TALOUELLISUUSTARKASTELU TEOLLISESSA**  
**SOVELLUKSESSA**

Diplomityö

Tarkastajat: lehtori Risto Mikkonen, kehittämispäällikkö Reino Virrankoski

Tarkastaja ja aihe hyväksytty Tieto- ja sähkötekniikan tiedekuntaneuvoston kokouksessa 8. lokakuuta 2014

## TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

**VAMPOULAS, SPIRIDON:** Aurinkopaneelitekniikan soveltuvuus- ja taloudellisuustarkastelu teollisessa sovelluksessa

Diplomityö, 74 sivua, 1 liitesivu

Marraskuu 2014

Pääaine: Vaihtoehtoiset sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen, kehittämisspäälikkö Reino Virrankoski

Avainsanat: Aurinkopaneelitekniikka, aurinkoenergia, aurinkosähköteollisuudessa

Tässä diplomityössä tarkastellaan aurinkopaneelitekniikan hyödyntämismahdollisuuksia teollisuuslaitosten energiatarpeen kattamiseksi. Työn keskeinen tavoite on tutkia aurinkopaneelitekniikan kannattavuutta Etelä-Pohjanmaan alueella. Työssä ei ole konkreettista kohdetta, jolle laskelmat olisi kohdistettu, vaan laskennat toteutettiin yleisellä tasolla.

Työssä perehdyttiin ensin aurinkoenergiaan ja sen potentiaaliin Suomessa. Lisäksi tarkasteltiin Suomen lainsäädäntöä ja asetuksia aurinkosähköön liittyen. Tämän jälkeen tehtiin pintapuolinen katsaus aurinkopaneelitekniikan toimintaperiaatteisiin ja aurinkosähkön tuotantoon vaikuttaviin tekijöihin sekä aurinkovoimalaitosten oheislaitteiston komponentteihin. Sitten vertailtiin olemassa olevia sekä kehitteillä olevia aurinkokennotekniikoita ja niiden ominaisuuksia. Työssä tarkasteltiin myös aurinkosähkömarkkinoita sekä maailmanlaajuisesti että Suomessa ja tutkittiin Suomen sähkönhinnan muodostumista ja kehitystä.

Työssä tehtiin energiantuotantolaskelmia yksi- ja monikiteisille aurinkopaneeleille sekä a-Si, CIGS ja CdTe -aurinkopaneeleille ja havaittiin, että ohutkalvokennoilla toteutettujen aurinkosähköjärjestelmien tuotanto on hieman parempi kuin yksi- ja monikiteisillä aurinkosähköjärjestelmillä. Ohutkalvotekniikalla toteutettujen aurinkovoimalaitosten vaatima pinta-ala on kuitenkin suurempi. Lopuksi tehtiin kannattavuuslaskennat monikiteisillä Heckert Solars:n NeMo -paneeleilla toteutetuille 50 kW ja 300 kW aurinkosähköjärjestelmille. Kannattavuuslaskelmien perusteella todettiin, että aurinkosähkö on kannattavaa Suomen olosuhteissa ja sähkömarkkinoilla, jos tuotettu sähkö kulutetaan suoraan kohteessa. Lopuksi laskettiin tuotetun energian hinta voimalaitoksen koko elinkaarelle. Tulosten mukaan Suomessa on mahdollisesti saavutettu jopa toisen asteen verkkopariteetti.

## ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

**VAMPOULAS, SPIRIDON:** Study on the suitability and economy of solar panel technology in industrial applications

Master of Science Thesis, 74 pages, 1 Appendix page

November 2014

Major: Alternative electric energy technologies

Examiner: lecturer Risto Mikkonen, development manager Reino Virrankoski

Keywords: Solar panel technology, solar energy, solar panel technology in industrial applications

This thesis is a study on the suitability and economy of solar panel technology in industrial applications. The goal was to examine the profitability of solar panel technology in covering the energy needs of an industrial establishment. There is no concrete target on which the calculations could have been directed at and the calculations have been carried out in a general level.

Firstly, solar energy and its potential in Finland is studied, followed by an examination of Finnish legislation on solar energy. After this, a survey was made on the operational principals of solar cells and on the factors affecting solar panel production. In addition, peripheral equipment of a solar power plant was examined, together with solar panel technologies, both existing and under development, and their properties. The thesis also investigates the global and Finnish photovoltaic markets and the formation and development of electricity prices in Finland.

In connection with the energy production estimations of monocrystalline, polycrystalline, and thin-film (a-Si, CIGS and CdTe) solar panels, it was noticed that thin-film solar panels production was bigger. However, thin-film photovoltaic systems require a larger surface. After this, an economy survey was made for a 50 kW and a 300 kW photovoltaic system using Heckert Solar's NeMo solar panels. Based on the survey solar electricity can be profitable in Finnish conditions and electricity markets, if the produced energy is consumed directly by the producer. Finally, electricity price per kilowatt-hour was calculated. According to the results, second degree grid parity could have been reached in Finland.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty kevään ja syksyn 2014 aikana Tampereen teknillisen yliopiston sähkötekniikan laitokselle. Työ liittyy elintarvikealan yritysten ja Vaasan yliopiston yhteiseen GreenLC-projektiin ja sen ohjaaja Reino Virrankoski on Vaasan yliopistosta. Työn tarkoitus oli selvittää aurinkopaneelitekniikan soveltuvuutta ja kannattavuutta teollisessa käytössä. Työn aihe oli minulle mieluisa ja siihen perehtyminen mielenkiintoista.

Haluan kiittää lehtori Risto Mikkosta sekä kehittämispäällikkö Reino Virrankoskea saamastani ohjauksesta. Lisäksi haluan kiittää Ilona ja Jussi Malmia heidän avustaan työn oikeinkirjoituksessa. Tahdon kiittää myös vanhempiani Christos ja Anneli Vampoulasta, appivanhempiani Heikki ja Ritva Palomäkeä sekä Isovanhempiani Kaarlo ja Irmeli Miettistä saamastani tuesta ja esirukouksesta tällä liiankin pitkällä koulutaipaleellani. Erityiset kiitokset kuuluvat vaimolleni Marjalle ehtymättömästä ymmärryksestä ja tuesta tämän työn aikana. Lopuksi kiitän Herraani Jeesusta siitä, että olen saanut tutustua Häneen syvemmin ja palvella Häntä näiden opiskeluvuosien aikana.

Tampereella 10.11.2014

Spiridon Vampoulas

# SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	1
2	AURINKOENERGIA .....	3
2.1	Aurinkoenergia Suomessa .....	5
2.2	Lait ja asetukset Suomessa.....	7
2.2.1	Aurinkojärjestelmän rakentaminen.....	7
2.2.2	Turvallisuus.....	7
2.2.3	Verkkoon liittyminen.....	7
2.2.4	Verovelvollisuus.....	8
2.2.5	Mittausvelvollisuus.....	8
2.2.6	Avustukset.....	8
3	AURINKOPANEELITEKNIikka.....	9
3.1	Aurinkokennon toimintaperiaate.....	11
3.2	Aurinkopaneelin ominaiskäyrä .....	12
3.3	Aurinkopaneelin tehon tuotto.....	13
3.4	Olosuhteiden vaikutus paneelien tuotantoon .....	15
3.5	Tehon tuotannon maksimoiminen.....	17
3.6	Suuntauksen vaikutus paneelien tehontuotantoon.....	18
3.7	Oheislaitteisto.....	21
3.7.1	Invertterit.....	22
4	AURINKOKENNOTEKNOLOGIAT .....	24
4.1	Piikidekennot .....	24
4.2	Ohutkalvokennot .....	25
4.2.1	Amorfiset pii-kennot.....	26
4.2.2	CdTe-kennot.....	27
4.2.3	CIGS-kennot .....	28
4.2.4	Tandem-kennot (a-Si/ $\mu$ c-Si).....	28
4.3	Moniliitoskennot .....	29
4.4	Väriainekennot .....	31
4.5	Yhteenveto .....	33
5	AURINKOSÄHKÖMARKKINAT .....	34
5.1	Verkkopariteetti.....	35
5.2	Sähkönhinnan muodostuminen Suomessa.....	37
6	ENERGIAN TUOTANTO .....	41
6.1	m-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot .....	43
6.2	mc-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.....	46
6.3	a-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.....	48
6.4	CIGS Aurinkosähköjärjestelmien tuotannot .....	49
6.5	CdTe Aurinkosähköjärjestelmien tuotannot .....	50
6.6	Yhteenveto .....	52
7	KANNATTAVUUSLASKELMAT .....	53

7.1	Laskentamenetelmien esittely .....	53
7.1.1	Takaisinmaksuajan menetelmä .....	53
7.1.2	Nettonykyarvomenetelmä .....	54
7.1.3	Sisäisen korkokannan menetelmä.....	54
7.2	Laskennan lähtöarvot.....	54
7.2.1	Avustukset.....	55
7.2.2	Sähköhinnan kehitys tulevaisuudessa.....	55
7.2.3	Laskentakorkokanta.....	56
7.3	Investoinnin peruskustannuksen arviointi .....	56
7.4	Voimalaitosten kannattavuuslaskennat.....	58
7.4.1	50 kW järjestelmän kannattavuusluvut.....	58
7.4.2	300 kW järjestelmän kannattavuusluvut.....	60
8	YHTEENVETO.....	64
	LÄHTEET .....	67

## TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

AM	Ilmamassa
a-Si	Amorfinen pii
a-Si/ $\mu$ -Si	Mikromorph-tandem-kenno
CdTe	Kadmiumtellsuuri
CE	Väriaineaurinkokennon vastaelektrodi
CIGS	Kupari-indium-gallium-diselenidi
CIS	Kupari-indium-diselenidi
CPV-tekniikka	Moniliitoskennoissa käytettävä tekniikka, jossa aurin- gonsäteily keskitetään yhteen pisteeseen linssien avulla
c-Si	Kiteinen pii
EMV	Energiamarkkinavirasto
JRC	Euroopan komission yhteinen tutkimuskeskus
mc-Si	Monikiteinen piikenno
MPP	Maksimitehopiste
MPPT	Maksimitehopisteen seuranta
m-Si	Yksikiteinen piikenno
$\mu$ -Si	Mikrokiteinen pii
pn-liitos	Kahden puolijohteen liitos, jonka seurauksena syntyy tyhjennysalue, jossa ei ole liikkuvia varauksenkuljetta- jia. Liitos ohjaa valosähköisen ilmiön vapauttamat va- rauksenkuljettajat ulkoiseen piiriin.
PR	Järjestelmähyötysuhde
PVGIS	Aurinkosäteilyn tietojärjestelmä
STC	Aurinkokennon standardiolosuhteet
TCO	Läpinäkyvä johtava materiaali
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
WE	Väriaineaurinkokennon työelektrodi
A	Aurinkopaneelin pinta-ala
$\alpha$	Kallistuskulma
$\alpha_{opt}$	Optimaalinen kallistuskulma
G	Säteilyintensiteetti
$\eta$	Hyötysuhde
$\theta$	Atsimuuttikulma
$I_m$	Toimintapisteen virta
$I_{sc}$	Oikosulkuvirta
$V_m$	Toimintapisteen jännite
$V_{oc}$	Tyhjäkäyntijännite
$W_p$	Aurinkopaneelin nimellisteho

# 1 JOHDANTO

Aurinkosähkö ei ole vielä kovin suosittu energian tuotantomuoto Suomessa. Siihen liittyy paljon ennakkoasenteita. Yleinen asenne on, että aurinkosähkö ei voi olla Suomen olosuhteissa kannattavaa. Suomessa aurinkosähköön on investoitu pääosin pienessä mittakaavassa sähköverkon ulkopuolella olevien kohteiden kuten kesämökkien sähköistämiseksi. Viime vuosina kuitenkin myös suuremman mittakaavan asennukset ovat yleistyneet. Usein näiden investointien pääasiallinen tarkoitus ei ole energiantuotanto, vaan yrityksen imagon muokkaaminen vihreämpään ja innovatiivisempaan suuntaan. Tämän työn tarkoitus on tutkia, onko aurinkosähköön sijoittaminen teollisuudessa taloudellisesti kannattavaa. Voimalaitos oletetaan sijoitettavaksi yleisen käytännön mukaisesti teollisuusrakennuksen kattopinnalle ja sähkö käytettäväksi suoraan kohteessa ostosähköä korvaten. Aurinkovoimalaitoksen kannattavuuteen vaikuttavat auringonsäteilyolosuhteiden lisäksi myös maan lainsäädäntö ja asetukset, verotus, sähkömarkkinat ja mahdolliset tukipolitiikat. Työ on tehty Tampereen teknillisen yliopiston sähkötekniikan laitokselle. Työ liittyy elintarvikealan yritysten ja Vaasan yliopiston yhteiseen GreenLC-projektiin, ja sen ohjaaja on Vaasan yliopistosta. Työn tilaajan toiveesta tässä diplomityössä tarkastellaan aurinkopaneelitekniikan hyödyntämismahdollisuuksia teollisuuslaitosten energiatarpeen kattamiseksi erityisesti Etelä-Pohjanmaan alueella.

Luvussa kaksi perehdytään ensin aurinkoenergiaan ja sen mahdollisuuksiin Suomessa, sitten Suomen lainsäädäntöön ja asetuksiin aurinkosähköjärjestelmän rakentamiseen liittyen, turvallisuuteen, verkkoon liittämiseen sekä aurinkovoimalaitoksen haltijan vero- ja mittausselvollisuuteen. Lisäksi tarkastellaan tukia, joita Suomessa myönnetään aurinkosähkön lisäämiseksi.

Kolmannessa luvussa perehdytään aurinkopaneelitekniikkaan. Aluksi tutustutaan aurinkokennon toimintaperiaatteeseen ja tehontuotantoon sekä siihen vaikuttaviin tekijöihin, kuten auringonsäteilyintensiteettiin ja lämpötilaan. Lisäksi tutkitaan aurinkopaneelin suuntauksen vaikutusta sen sähköntuotantoon. Tämän jälkeen perehdytään aurinkosähköjärjestelmän oheislaitteistoon ja erityisesti aurinkopaneeleihin kytkettäviin invertteereihin.

Luvussa neljä perehdytään erilaisiin olemassa oleviin ja kehitteillä oleviin aurinkokennotekniikoihin ja niiden ominaisuuksiin. Ensimmäisen tarkastellaan piikidekennoja, joihin kuuluvat yksi- ja monikiteiset piikennot ja sen jälkeen ohutkalvokennoihin kuuluvia amorfi-



sia piikennoja, CdTe -ohutkalvokennoja, CIGS -kennoja ja tandemkennoja. Lopuksi tutkitaan myös moniliitos- ja väriainekkennoja.

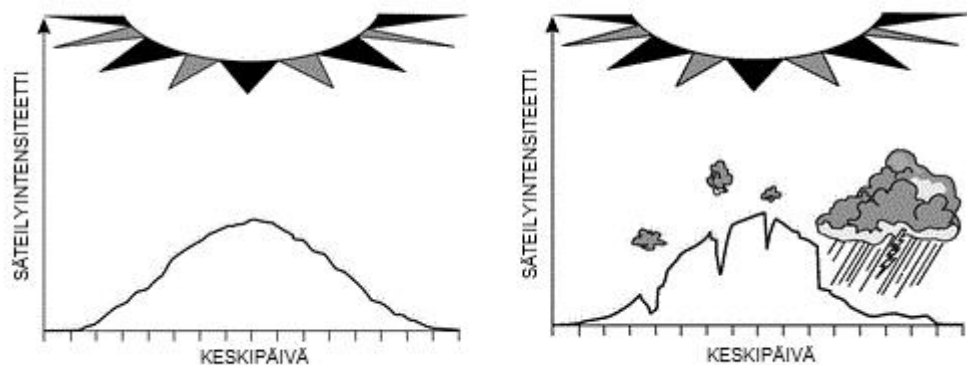
Luvussa viisi käsitellään globaaleja aurinkosähkömarkkinoita ja perehdytään verkkopariteetin käsitteeseen. Lisäksi tarkastellaan Suomen sähkönhinnan muodostumista ja sen kehitystä viime vuosien aikana.

Luvussa kuusi vertaillaan eri paneelitekniikoita käyttäen mitoitusesimerkkinä 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmää. Luvussa seitsemän tehdään kannattavuuslaskelmat 50 kW:n ja 300 kW:n aurinkosähköjärjestelmille käyttäen takaisinmaksuajan, nettonykyarvon ja sisäisen korkokannan menetelmää. Lisäksi perehdytään 50 kW:n aurinkosähköjärjestelmän investointikustannuksien arviointiin. Lopuksi arvioidaan 50 kW:n ja 300 kW:n järjestelmien energianhintaa kWh:a kohden 25 vuoden ja 30 vuoden pitoajalle.

## 2 AURINKOENERGIA

Aurinko on maapallon merkittävin energian lähde. Auringon säteilyn teho on  $3,86 \times 10^{26}$  W. Tästä säteilystä vain 0.000000045 % saavuttaa planeettamme ilmakehän. Teho on kuitenkin huikeat  $1,75 \times 10^{17}$  W.[1] Vuotuisella tasolla maapallon ilmakehän pinnalle tulee  $1.5 \times 10^{21}$  Wh, mikä on yli 23000-kertainen määrä ihmiskunnan vuotuisen energiatarpeeseen nähden.[2] Auringosta saapuvan säteilyn intensiteetti ilmakehän yläreunassa on n.  $1370 \pm 6$  W/m<sup>2</sup>. Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi. Tämä energia jakautuu siten, että 8 % on ultravioletin taajuuksien alueella, 47 % näkyvän valon alueella ja 45 % infrapunasäteilyn alueella. Ilmakehän yläreunan säteilyn intensiteetti ei ole kuitenkaan vakio vaan maapallon elliptisen kiertoradan vuoksi se vaihtelee vuoden ajan mukaan. Tämä arvo liikkuu - 3.3 % ja +3.4 % välillä. Säteilyn intensiteetti on suurimmillaan tammikuun 3. päivänä, jolloin maan ja auringon välinen etäisyys on pienimmillään. Vastaavasti säteilyn intensiteetti on pienimmillään heinäkuun 5. päivänä, jolloin maan ja auringon välinen etäisyys on suurimmillaan.

Tästä energiasta vain 49 % saavuttaa maan pinnan ja loppu heijastuu suoraan avaruuteen tai absorboituu ilmakehässä.[3] Käytännössä ilmakehään saapuvan säteilyn spektristä ultraviolettisäteily ja osa infrapunasäteilystä eivät saavuta maanpintaa. Ilman molekyylit, vesihöyry ja hiukkaspöly ovat merkittävimmät auringonsäteilyn siroamista aiheuttavat tekijät. Se osa säteilystä, joka siroamisen kautta saavuttaa maan pinnan, on sironnutta (diffuusia) säteilyä ja loput suoraa säteilyä. Pilvet vaikuttavat merkittävästi auringon säteilyn heijastumiseen ja siroamiseen. Ne voivat vähentää suoran säteilyn määrää jopa 80 - 90 %. Kuvassa 2.1 on havainnollistettu pilvisyyden vaikutus maan pinnalle tulevaan säteilyenergian määrään.

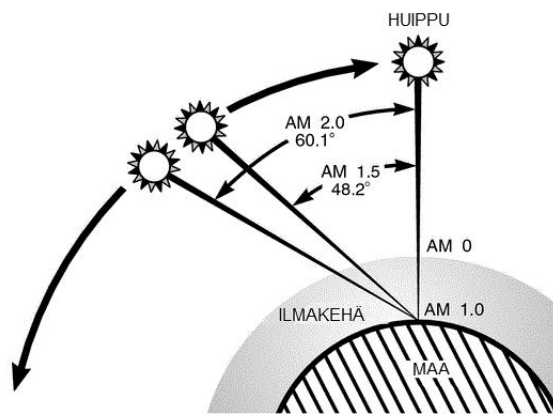


**Kuva 2.1** Pilvisyyden vaikutus maan pinnalle tulevaan säteilyenergian määrään. Muokattu lähteestä [4].

Ilmakehä siis vaimentaa maanpinnalle saapuvaa auringonsäteilyä sähkömagneettisen säteilyn vuorovaikutuksen seurauksena ilman varausten kanssa. Säteilyn ilmakehässä kulkema matka kuitenkin vaihtelee vuorokauden aikana. Tätä varten on kehitetty suure, jonka avulla halutaan kuvata pilvettömän ilmakehän vaikutusta auringonsäteilyn intensiteettiin. Tätä suuretta kutsutaan ilmamassaksi ja sitä kuvataan lyhenteellä AM (engl. Air Mass). Ilmamassan arvo kuvaa ilmakehän paksuuden ja auringonsäteilyn ilmakehässä kulkeman matkan välistä suhdetta. Kun aurinko on suoraan havaitsijan yläpuolella, ilmamassa on yksi (AM1). Ilmamassa on auringon säteilyn tulokulman suhteen

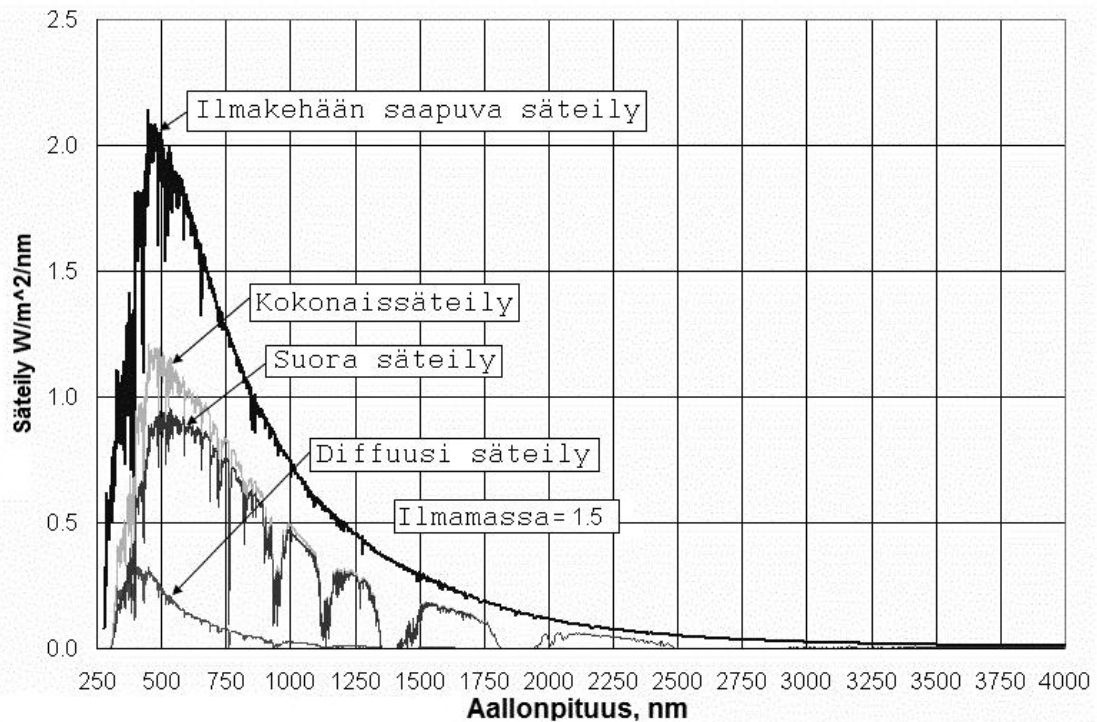
$$AM = \frac{1}{\cos \theta}, \quad (2.1)$$

missä  $\theta$  on auringon säteilyn tulokulma. Ilmakehän yläreunaan tuleva säteilyä kutsutaan AM0-säteilyksi. Kuvassa 2.2 on havainnollistettu ilmamassa ja sen muutos auringon korkeuden muuttuessa.



**Kuva 2.2** Ilmamassan muutos auringon korkeuden muuttuessa. Muokattu lähteestä [4].

Ilmamassa on tärkeä tekijä aurinkokennojen standardimittausolosuhteita määritettäessä, koska se vaikuttaa säteilyn aallonpituusjakaumaan. Kuvassa 2.3 on esitetty auringonsäteilyn siroamisen vaikutus maan pintaan saapuvan auringonsäteilyn spektriin.



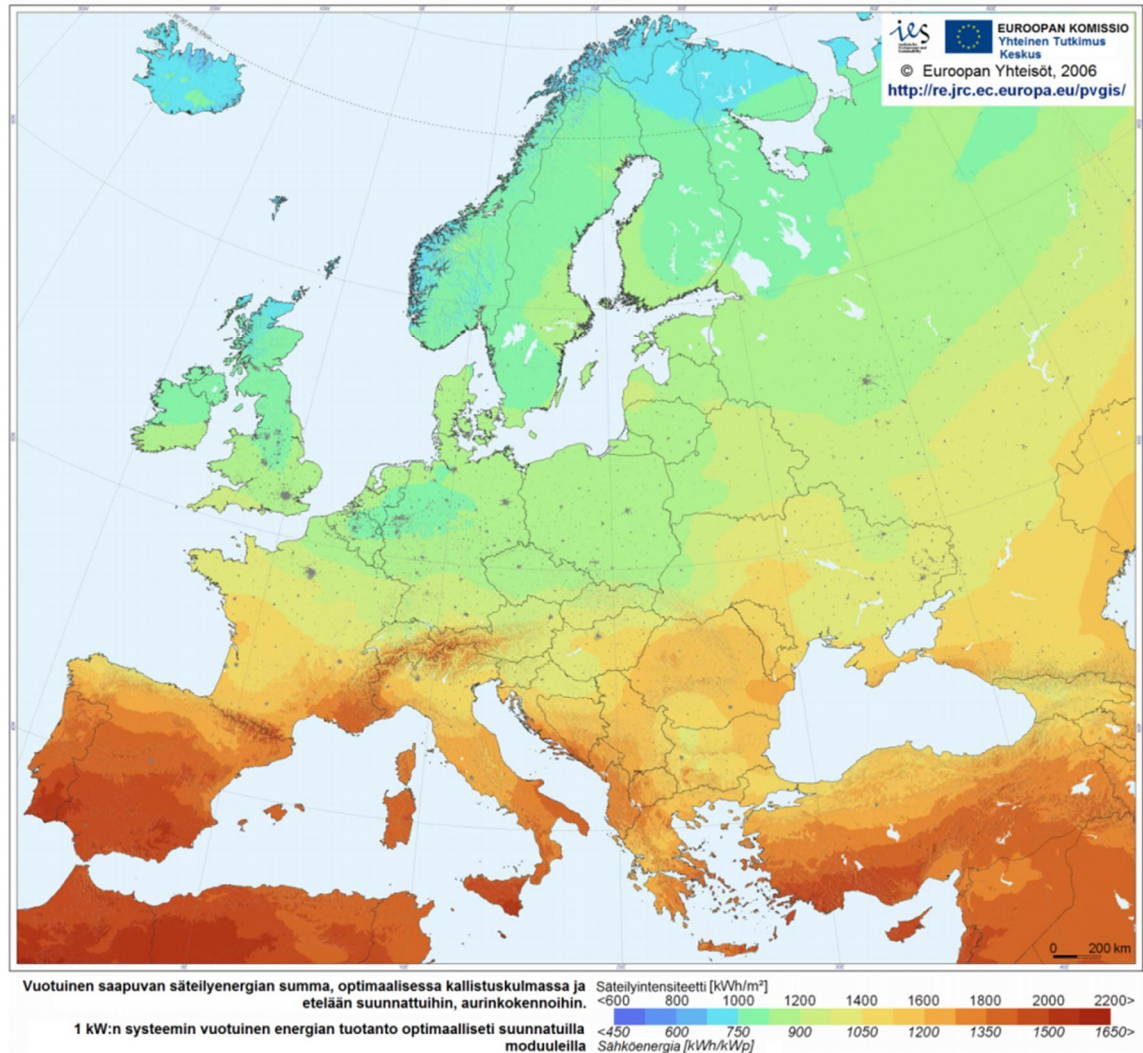
**Kuva 2.3** Auringonsäteilyn spektrin jakautuminen ilmamassan ollessa 1.5. Muokattu lähteestä [5].

Kaikesta huolimatta lopullinen maan pintaan saapuvan energian määrä on noin 10000-kertainen ihmiskunnan energiankulutukseen nähden. Nämä luvut auttavat ymmärtämään, kuinka suuri potentiaali aurinkoenergian hyödyntämisellä on.[2] Tällä hetkellä maailmanlaajuinen asennettujen aurinkopaneelien kapasiteetti on yli 138 GW, jolla voidaan tuottaa vähintään 160 TWh sähköenergiaa vuosittain. Määrältään se on melkein kaksinkertainen koko Suomen vuosittaiseen sähkön kokonaiskulutukseen nähden, joka on noin 85 – 90 TWh vuodessa.[6][7]

## 2.1 Aurinkoenergia Suomessa

Yleinen käsitys on, että sähkön tuotanto auringonsäteilyä hyödyntämällä ei ole Suomessa järkevää. Tilanne onkin erilainen Välimeren maissa, joissa vuotuisen säteilyenergian määrä neliometriä kohti on selvästi suurempi. On kuitenkin huomattava, että Saksassa vuotuinen säteilyenergian määrä neliometriä kohden ei ole merkittävästi suurempi kuin Suomessa. Ongelmaksi muodostuu valoisian ajan vuotuinen vaihtelu Suomessa. Talvi-kuukausina valoa on vähän, kun taas kesällä aurinko paistaa melkein vuorokauden ympäri. Suomessa aurinkosähköä voidaan tuottaa silloin, kun sähkön tarve ja sen pörssihinta ovat alhaisimmillaan. Mitä etelämpänä ollaan, sitä vähemmän valoisian ajan pituus vaihtelee vuodenaikojen mukaan. Kuvassa 2.4 on esitetty vuotuinen säteilyenergian summa Euroopan maissa.

### AURINKOENERGIAN POTENTIAALI POTENTIAALI EUROOPAN MAISSA



**Kuva 2.4** Auringonsäteilyn vuotuinen energia optimaalisessa kallistuskulmassa olevalle neliömetrin tasolle Euroopassa. Muokattu lähteestä [8].

Vaikka Saksa on ollut ja on edelleen johtava maa aurinkoenergiamarkkinoilla, Suomessa aurinkosähkö ei ole vielä yleistynyt kuten muualla Euroopassa. Tämä on johtunut muun muassa varovaisemmasta tukipolitiikasta ja ihmisten ennakkoasenteista. Suomessa aurinkosähköjärjestelmiä on kytketty lähinnä kesämökeille, veneisiin ja kohteisiin, jotka ovat sähköverkon ulkopuolella. Viime vuosina verkkoon kytketyt järjestelmät ovat kuitenkin alkaneet yleistyä.

Euroopan auringonsäteilyn määrää voidaan arvioida Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen JRC:n (Joint Research Center) tuottaman tietojärjestelmän PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) avulla. Järjestelmän tiedot perustuvat 566:n eri havaintoaseman tietoihin eri puolilta Eurooppaa. Suomen sekä kaikkien leveyspiirin 58° pohjoispuolella olevien alueiden kohdalla ohjelma käyttää vuosien 1981–1990 säteilykeskiarvoja. Muun Euroopan kohdalla ohjelma käyttää vuosien 1998–2011 säteilykeskiarvoja.[8]

## 2.2 Lait ja asetukset Suomessa

Suomessa sähkömarkkinat ovat olleet avoimet kilpailulle jo vuodesta 1995, sähkömarkkinalain astuttua voimaan. Tuolloin sähkön tuotanto ja myynti erotettiin sähkön siirrosta ja jakelusta, joiden liiketoiminta perustuu edelleen toimilupaan. Nykyään kaikki sähkönkäyttäjät voivat kilpailuttaa sähkön hankintansa. Verkkotoiminta pysyy kuitenkin edelleen luvanvaraisena, niin sanottuna luonnollisena monopolitoimintana. Sähkömarkkinoita valvomaan perustettiin samana vuonna Sähkömarkkinakeskus, joka muuttui vuonna 2000 Energiamarkkinavirastoksi (EMV). Energiamarkkinaviraston tehtävä on valvoa sähkömarkkinalain noudattamista ja edistää aktiivisesti sähköenergiemarkkinoita. Sähkömarkkinoita säädellään sähkömarkkinalailla.

Aurinkosähköjärjestelmien rakentamista, verkkoon liittämistä ja turvallisuutta ohjaavat maankäyttö- ja rakennuslaki, sähkömarkkinalaki sekä valtioneuvoston asetukset sähkömarkkinoista, rakennusmääräyksistä ja sähköturvallisuuslaista. SFS-standardit asettavat vaatimuksia mikrogeneraattoreille (SFS-EN 50438) ja pienjännitesähköasennuksille (SFS 6000).[9]

### 2.2.1 Aurinkojärjestelmän rakentaminen

Maankäyttö- ja rakennuslaissa määritetään rakentamista koskevat säädökset, joiden perusteella rakentamista ohjeistavat kuntien laatimat asemakaavat sekä niitä täydentävät rakentamistapaohjeet ja rakennusjärjestys. Aurinkojärjestelmien asentaminen rakennuksiin luokitellaan julkisivutoimenpiteeksi, joka vaatii yleensä toimenpideluvan. Joillakin alueilla toimenpidelupaa ei kuitenkaan vaadita, mikäli rakennusjärjestyksessä toimenpidettä pidetään vähäisenä. Suurissa aurinkosähköjärjestelmissä voidaan edellyttää myös muita lupia, jotka kannattaa selvittää aina kunnan rakennustarkastuksessa.

### 2.2.2 Turvallisuus

Sähköturvallisuuslain 5 §:n mukaan sähkölaitteet ja laitteistot, kuten aurinkosähköjärjestelmät, eivät saa aiheuttaa vaaraa kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle.[10] Turvallisuuden varmistamiseksi, verkkoon kytketyille järjestelmille on tehtävä käyttöönottotarkastus, jonka yleensä suorittaa sähköasennuksista vastaava urakoitsija. Enintään 50 V:n vaihtojännitteellä ja enintään 120 V:n tasajännitteellä toimiville verkkoon kytkemättömille järjestelmille käyttöönottotarkastusta ei vaadita.[9]

### 2.2.3 Verkkoon liittyminen

Sähkömarkkinalain 20 §:n mukaan sähköverkon haltijalla on liittämisen ja siirtovelvollisuus, mikä tarkoittaa, että verkonhaltija on velvollinen pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittämään verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan. Verkonhaltijan tulee julkaista liittämistä koskevat tekniset vaatimukset ja annettava liittyjälle riittävän kattava ja yksityiskohtainen arvio

liittymiskustannuksista. [11] Sähkön tuotantojärjestelmää ei saa kytkeä verkkoon ilman lupaa ja sen on täytettävä verkkoon kytkemisen tekniset vaatimukset. Siksi verkkoyhtiöön on hyvä olla yhteydessä jo ennen järjestelmän hankintaa.

#### **2.2.4 Verovelvollisuus**

Sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta säädetyn lain mukaan sähkön tuottaja on velvollinen maksamaan sähkön valmisteveroa ja huoltovarmuusmaksua siitä sähkömäärästä, jonka hän käyttää itse. Maksusta on kuitenkin vapautettu ne tuottajat, joiden voimalaitosten nimellisteho on enintään 50 kVA. Alle 2000 kVA:n laitoksista ei tarvitse maksaa veroa, jos sähköä ei siirretä ollenkaan yleiseen sähköverkkoon.[12] Tul-  
lin tulkinnan mukaan, mikäli sähkön syöttö verkkoon on teknisesti estetty (esim. ohitus-  
vastuksin), 50–2000 kVA tuottavan ei tarvitse ilmoittautua verovelvolliseksi oman tuo-  
tannon kulutuksen osalta, eikä näin ollen maksaa sähköveroa tai huoltovarmuusmaksua. Mikäli sähkönsyöttöä verkkoon ei ole teknisesti estetty, tuottajan on ilmoittauduttava sähköverovelvolliseksi ja maksettava verot ja huoltovarmuusmaksut niiltä kuukausilta, jolloin sähköä on siirtynyt verkkoon. Verovapailta kuukausilta tulee tehdä nollaveroil-  
moitus ja verollisilta kuukausilta veroilmoitus.[13] Sähkön arvonnäköveron suuruus on 24 %. Arvonnäköveroa ei kuitenkaan peritä, mikäli myyjän tilikauden liikevaihto on enintään 8500 €[14]

#### **2.2.5 Mittausvelvollisuus**

Jos aurinkosähköjärjestelmällä tuotettua sähköä halutaan siirtää yleiseen sähköverk-  
koon, on järjestelmälle järjestettävä tuotannon sopimusehtojen mukaisesti kaksisuunta-  
nen mittaus. Lisäksi tuotantolaitos tulee varustaa tuntimittauslaitteistolla, jolla voidaan  
mitata erikseen verkosta otto ja verkkoon anto. Yli  $3 \times 63$  A kohteet tulee myös varus-  
taa erillisellä tuntimittauslaitteistolla, jolla voidaan todentaa kohteessa kulutettu itse  
tuotettu sähkö. Verkosta oton ja verkkoon annon mittaamisesta vastaa verkonhaltija.  
Oman tuotannon kulutuksen mittauksesta vastaa tuottaja itse. Verkosta oton ja annon  
nettoaminen ei ole sallittua.[15]

#### **2.2.6 Avustukset**

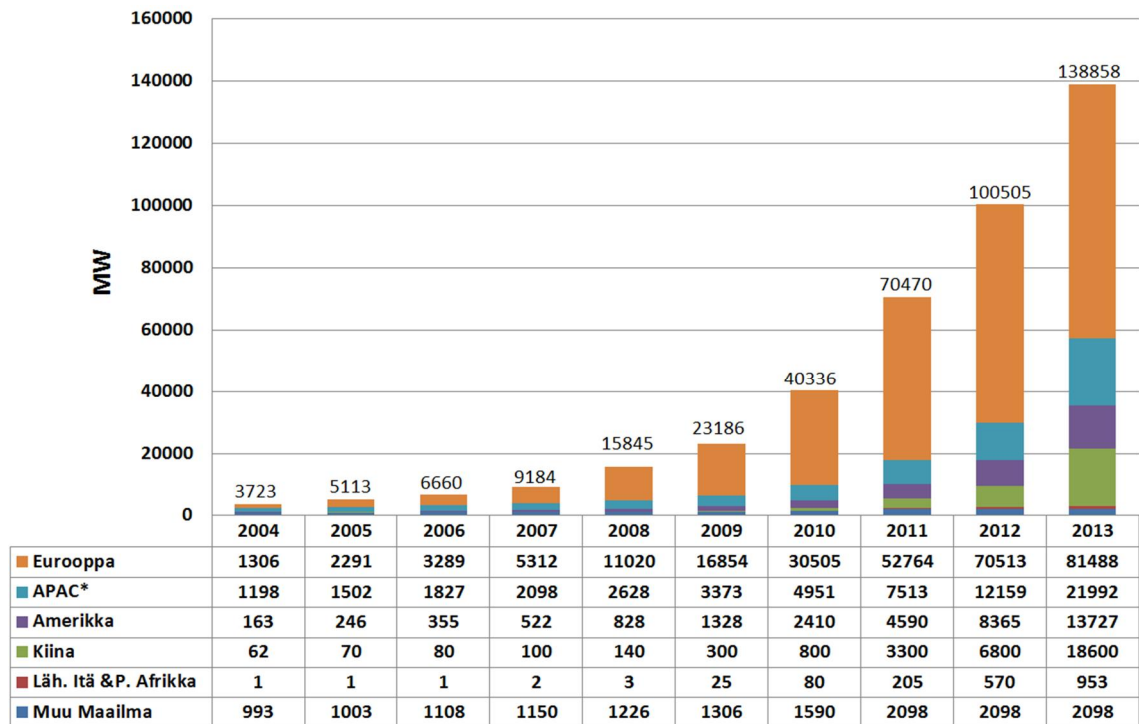
Uusiutuviin energialähteisiin liittyviin investointeihin työ- ja elinkeinoministeriö (TEM)  
myöntää energiatukea hankekohtaisen harkinnan perusteella. Energiatuen tarkoitus on  
edistää uusien teknologioiden käyttöönottoa ja markkinoille saattamista. Energiatuen  
osuus voi olla enintään 30 % uusiutuvien energialähteiden vaatimista hyväksyttävistä  
investointikustannuksista (energiatuen yleisistä ehdoista annettu valtioneuvosto asetus  
1063/2012). Muita tukijärjestelmiä ei tällä hetkellä Suomessa ole.

### 3 AURINKOPANEELITEKNIikka

Aurinkokennot ovat laitteita, joilla muunnetaan auringon säteilyenergia suoraan sähköenergiaksi. Aurinkokennoja voidaan käyttää yksittäin valodetektoreina, kuten esimerkiksi valokuvauslaitteissa, tai sitten sarjaan tai rinnan kytkettyinä sähköenergian tuotantoa varten [16].

Valojänniteilmiön todisti tieteellisesti ensimmäisenä ranskalainen fyysikko A. E. Becquerel vuonna 1839 rakennettuaan maailman ensimmäisen aurinkokennon. Becquerel havaitsi, että elektrolyyttiin upotettujen elektrodien välinen jännite riippuu valon määrästä. Vuonna 1873 englantilainen Willoughby Smith havaitsi saman ilmiön ensimmäisen kerran kiinteässä aineessa, seleenissä. Vuonna 1883 yhdysvaltalainen Fritts rakensi ensimmäisen toiminnallisen aurinkokennon seleenistä. Kuitenkin vasta vuonna 1954 Bell Labs -tutkimuskeskuksessa Daryl Chapin, Calvin Fuller ja Gerald Pearson onnistuivat kehittämään ensimmäisen käyttökelpoisen aurinkokennon käyttämällä diffuusioidusta piistä valmistettua p-n liitosta. Tämän kennon hyötysuhde oli 6 %, mikä oli yli 10-kertainen sen ajan seleenikennoihin verrattuna, joiden hyötysuhde oli noin 0,5 %:n luokkaa [17]. Vuoden 1973 öljykriisin myötä kiinnostus vaihtoehtoisiin energiateknologioihin kasvoi. Vuonna 1974 lokakuussa Yhdysvaltain kongressi perusti Energy Research and Development Administrationin vastaamaan maan öljyriippuvuuden vähentämisestä. Tämä johti uusiutuvan energian tutkimuksen rahoittamisen suureen kasvuun sekä Yhdysvalloissa että maailmanlaajuisesti.[18] Viimeisen kymmenen vuoden aikana aurinkoteknologioiden kehitys on ollut nopeaa, asennettujen aurinkokennojen kapasiteetin määrän lisääntyessä jatkuvasti kuten kuva 3.1 esittää.



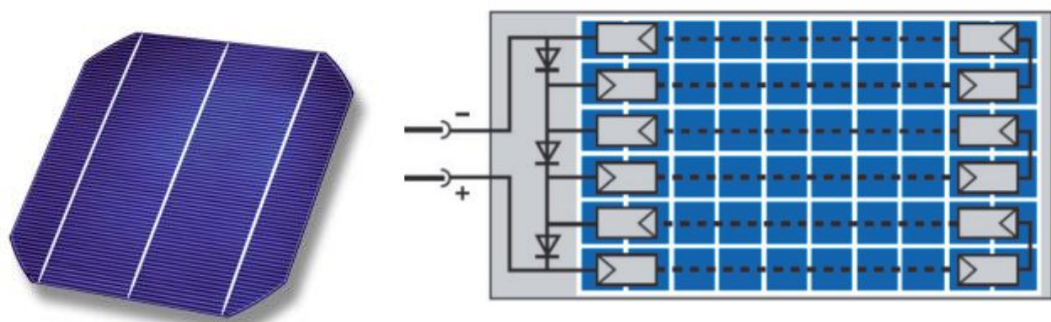


\* APAC = Asia Pacific. Sisältää Aasian maat (lukuunottamatta Kiinaa) sekä Australian ja muut tyynen valtameren maat.

**Kuva 3.1** Aurinkopaneelien kumulatiivisen kapasiteetin maailmanlaajuinen kehitys 2004 – 2013. Muokattu lähteestä [19].

Aurinkokennojärjestelmien merkittäviä etuja ovat ilmainen energialähde, vähäinen ylläpitotarve, kuluvien tai rikkoutuvien osien vähäisyys, nopea asennus ja äänettömyys.[20] Aurinkokennoja on monta eri tyyppiä. Tässä luvussa perehdytään aurinkokennojen toimintaperiaatteisiin ja ominaisuuksiin.

Aurinkokennolla tarkoitetaan yksittäistä puolijohdekomponenttia, jossa varsinainen sähköntuotanto tapahtuu. Aurinkopaneeli taas koostuu sarjaan kytketyistä aurinkokennoista. Kuvassa 3.2 on esitetty aurinkokenno ja aurinkopaneeli.



**Kuva 3.2** Vasemmalla on esitetty aurinkopaneelin peruskomponentti aurinkokenno ja oikealla monesta kennosta ja ohitusdiodeista koostuva aurinkopaneeli.[21][22]

### 3.1 Aurinkokennon toimintaperiaate

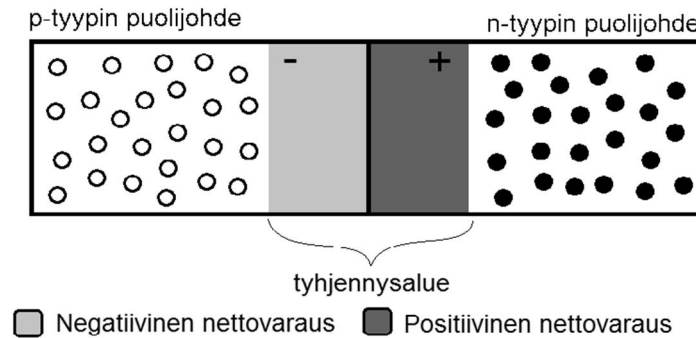
Aurinkokennon toiminta perustuu valosähköisen ilmiön hyödyntämiseen. Valosähköisessä ilmiössä fotonit absorboituvat atomeihin irrottaen tästä elektroneja. Auringon säteilyenergian muuntaminen sähköenergiaksi koostuu kolmesta päävaiheesta:

- Auringonvalon absorboitumisesta puolijohdemateriaaliin
- Elektroni-aukko-parin synnyttämisestä ja sen erottamisesta kennon sisäisen sähkökentän avulla
- Varausten erilleen keräämisestä kahden erillisen elektrodin kautta siten, että voidaan indusoida sähkövirtaa kennon ulkopuolella olevaan piiriin

Valon absorboituminen riippuu auringon valon intensiteetistä ja laadusta, kennon pinnasta reflektoidun valon määrästä, puolijohteen energia-aukon suuruudesta (eli fotonin minimienergian tarpeesta valosähköisen ilmiön syntymiseksi) ja materiaalin paksuudesta. Jotkin materiaalit kuten pii vaativat useiden kymmenien mikrometrin paksuuden absorboidakseen suurimman osan auringon energiasta, kun taas muut materiaalit kuten galliumarsenidi tai kadmium-telluridi pystyvät samaan vain muutaman mikrometrin paksuudella.[16]

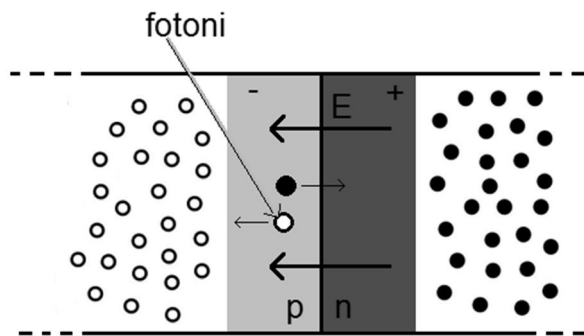
Kun valo absorboituu puolijohteeseen, syntyy negatiivisesti varautunut elektroni ja positiivisesti varautunut aukko. Kennon toiminta perustuu sähköiseen liitokseen, jonka avulla se kykenee erottamaan syntyneen elektroni-aukko-parin. Tätä aluetta kutsutaan tyhjennysalueeksi. Tämänlaisia liitoksia voidaan luoda metallin ja puolijohteen liitoksesta (Shottkyn valli), nesteen ja puolijohteen liitoksesta, jolloin saadaan aikaan valosähkökemiallinen kenno, sekä kahden puolijohteen liitoksesta, jota kutsutaan pn-liitokseksi ja joka on tällä hetkellä yleisin liitos aurinkokennotekniikassa.[23]

Pn-liitos antaa hyvän kuvan aurinkokennojen toiminnasta. Pn-liitos syntyy kahden eritavalla seostetun p- ja n-tyypin puolijohteen liitoksesta. N-tyypin puolijohde saadaan aikaiseksi seostamalla puolijohdemateriaaliin fosforia (P), jonka seurauksena puolijohteen kiderakenteessa on vapaasti liikkuvia elektroneja. P-tyypin puolijohde syntyy, kun pii seostetaan boorilla (B), jolloin sen kiderakenteessa on vapaita elektronitiloja eli aukkoja. Kun nämä puolijohdet tuodaan yhteen, liitoksen p-puolelle muodostuu negatiivisesti varautunut alue ja n-puolelle positiivisesti varautunut alue. Kuvassa 3.3 on esitetty tyhjennysalueen muodostuminen.



**Kuva 3.3.** Tyhjennysalueen muodostuminen p- ja n-tyyppin puolijohteen liitoksessa

Näiden varauksien vuoksi tyhjennysalueeseen syntyy sähkökenttä, jonka suunta on n-puolelta p-puolelle. Kennon tyhjennysalueen ansiosta fotonien synnyttämät varauksenkuljettajat pystytään erottamaan, jolloin aurinkokennosta pystytään ottamaan sähkötehoa. Tämä on esitetty kuvassa 3.4.



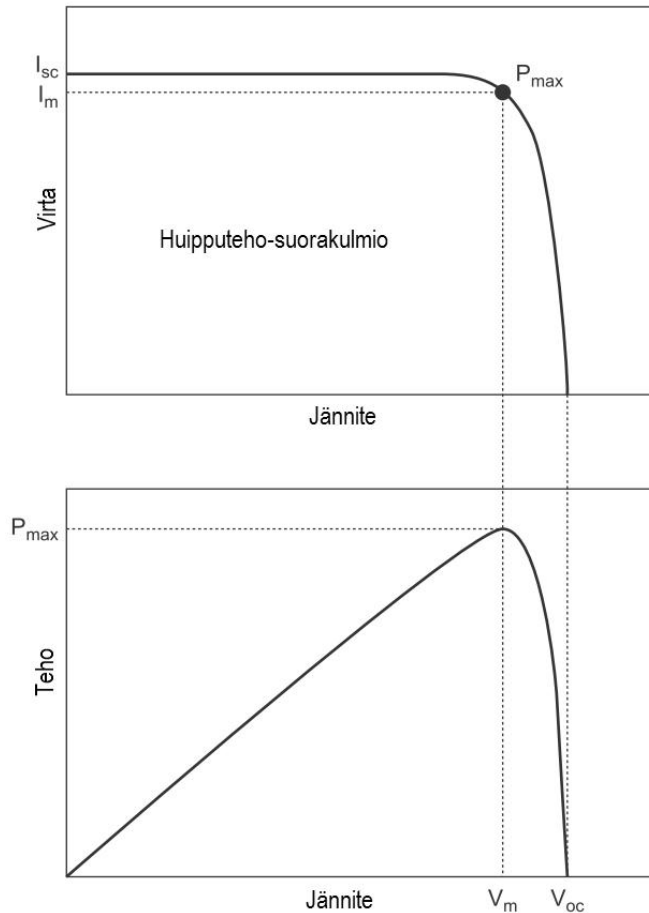
**Kuva 3.4.** Fotonin synnyttämän elektroniaukkoparin erottaminen tyhjennysalueen sähkökentän avulla

Tätä ilmiötä hyödyntämällä voidaan tuottaa sähköä auringonsäteilyn avulla.

## 3.2 Aurinkopaneelin ominaiskäyrä

Aurinkopaneelin ominaiskäyrä ilmoittaa, millä virran ja jännitteen arvoilla se voi toimia. Ominaiskäyrää kutsutaan myös virta-jännite -käyräksi. Oikosulkuvirta  $I_{sc}$  on aurinkokennon maksimivirta, joka saadaan kennon ollessa oikosulkuutilanteessa. Oikosulkuutilanteessa fotonien synnyttämät varauksenkuljettajat eivät kerry eri puolille pn-liitosta, vaan varaus purkautuu ulkoista piiriä pitkin. Tyhjäkäyntijännite  $V_{oc}$  on paneelin suurin jännite. Tyhjäkäyntijännite saadaan aikaan silloin, kun kennoon ei ole kytketty kuormaa eli sen ulkoinen piiri on avoin. Tyhjäkäynnin ansiosta fotonien synnyttämät varauksenkuljettajat kerääntyvät eri puolille pn-liitosta eivätkä pääse purkautumaan avoimen piirin takia. Kun varausten erottelua ei enää tapahdu, tyhjäkäyntijännite on saavuttanut maksimiarvonsa. Oleellista aurinkokennon ominaiskäyrässä on sen maksimiteho- ja toimintapiste. Ominaiskäyrän maksimitehopiste on se kohta ominaiskäyrässä, jossa

saavutetaan suurin ulostuloteho. Kuvassa 3.5 on esitetty virta-jännite- ja teho-jännite -käyrä sekä sen maksimitehopiste.



**Kuva 3.5** Aurinkopaneelin maksimitehopiste virta-jännite- ja tehojännitekäyrässä jossa  $V_{oc}$  on kennon oikosulkuvirta,  $V_m$  maksimitehopisteen jännite,  $I_{sc}$  kennon oikosulkuvirta ja  $I_m$  maksimitehopisteen virta. Muokattu lähteestä [24].

Maksimitehopisteen saavuttaminen on kuitenkin haasteellista, sillä auringon säteilyn intensiteetti ja kennon lämpötila vaihtelevat vuorokauden aikana.

### 3.3 Aurinkopaneelin tehon tuotto

Aurinkokennon maksimiteho saavutetaan silloin, kun kenno toimii ominaiskäyrän maksimitehopisteessä (MPP eng. Maximum Power Point). Aurinkokennon teho saadaan Joulen lakia hyödyntäen kaavasta

$$P = UI, \quad (3.1)$$

missä  $P$  on teho (W),  $U$  on jännite (V) ja  $I$  virta (A). Kennon tuottama energia saadaan, integroimalla kennon tuottama teho ajan suhteen

$$E = \int P(t) dt, \quad (3.2)$$

missä  $E$  on energia ja  $t$  on aika. Aurinkoenergia alalla sähköenergia ilmoitetaan yksiköissä wattitunti (Wh) tai kilowattitunti (kWh), jonka vuoksi aika  $t$  annetaan tunteina (h). Aurinkokennon hyötysuhde  $\eta$  saadaan kennon tuottaman tehon ja siihen tulevan säteilyenergian avulla seuraavasti:

$$\eta = \frac{P}{GA}, \quad (3.3)$$

missä  $G$  on auringonsäteilyn intensiteetti ( $\text{W/m}^2$ ) ja  $A$  on paneelin pinta-ala ( $\text{m}^2$ ). Aurinkokennon toimintapistettä voidaan muuttaa säätämällä ulkoisen kuorman resistanssia. Resistanssilla määrätään paneelin jännite, jota vastaavaan pisteeseen ominaiskäyrässä paneelin virta hakeutuu. Resistanssin suuruus saadaan ohmin laista

$$R = \frac{U}{I}, \quad (3.4)$$

missä  $R$  on kuorman resistanssi ( $\Omega$ ),  $U$  on kennon napajännite (V) ja  $I$  kennon virta (A). Optimiresistanssi saadaan, kun virta ja jännite ovat toimintapisteessä, eli

$$R_{opt} = \frac{U_m}{I_m}, \quad (3.5)$$

missä  $U_m$  ja  $I_m$  ovat maksimitehopisteen jännite ja virta. Optimiresistanssin arvo kuitenkin muuttuu samalla kun lämpötilan ja säteilyintensiteetin arvo muuttuu. Suurin haaste aurinkopaneelitekniikassa onkin saada järjestelmä toimimaan sen maksimitehopisteessä.

Aurinkosähkömarkkinoilla aurinkopaneelien teho ilmoitetaan nimellistehona, jonka yksikkö on  $W_p$  (engl. Watt-peak). Nimellisteholla ( $W_p$ ) tarkoitetaan aurinkopaneelin enimmillään tuottamaa tehoa standardiolosuhteissa. Paneelien nimellisteho on määritetty laboratoriossa standardiolosuhteissa (Standard Test Condition, STC), joissa

1. Auringon säteilyn intensiteetti on  $1000 \text{ W/m}^2$
2. Paneelin lämpötila on  $+25^\circ\text{C}$
3. Auringon spektri on normitettu ilmamassalle 1,5 eli auringonsäteilyn tullessa  $41,81^\circ$  kulmassa

Paneeli voi käytännössä ylittää ilmoitetun nimellistehon, kun siihen kohdistuva säteilyenergian määrä on suurempi kuin  $1000 \text{ W/m}^2$ . Aurinkopaneelin hyötysuhde määritellään jakamalla paneelin nimellisteho sen pinta-alalla ja standardiolosuhteiden säteilymäärällä ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).[9]

Otetaan esimerkkitapaukseksi Saana 245 SM3 PBB -paneeli. Paneelin ominaisuudet ovat esitettyinä taulukossa 3.1.

**Taulukko 3.1** *NAPS systems:n Saana 245 SM3 PBB -aurinkopaneelin ominaisuudet [25]*

Saana 245 SM3 PBB	
Maksimiteho ( $P_m$ )	245 W <sub>p</sub>
Toimintapisteen jännite ( $V_m$ )	30.3 V
Toimintapisteen virta ( $I_m$ )	8.09 A
Oikosulkuvirta ( $I_{sc}$ )	8.54 A
Tyhjäkäyntijännite ( $V_{oc}$ )	37.7 V
Paino	21.1 kg
Leveys	986 mm
Pituus	1623 mm
Paksuus	35 mm

Toimintapisteen arvoista ( $V_m$  ja  $I_m$ ) voidaan tarkistaa annetun maksimitehon validisuus kaavaa 3.1 hyödyntäen.

$$P_m = V_m I_m = 30.3 \text{ V} \times 8.09 \text{ A} = 245.127 \text{ W}$$

Maksimiteho vastaa annettua arvoa. Ideaalitilanteessa kenno tuottaa tunnissa 245 Wh sähköenergiaa. Paneelin ulkoisen kuorman optimiresistanssi saadaan Ohmin lain mukaan käyttäen kaavaa

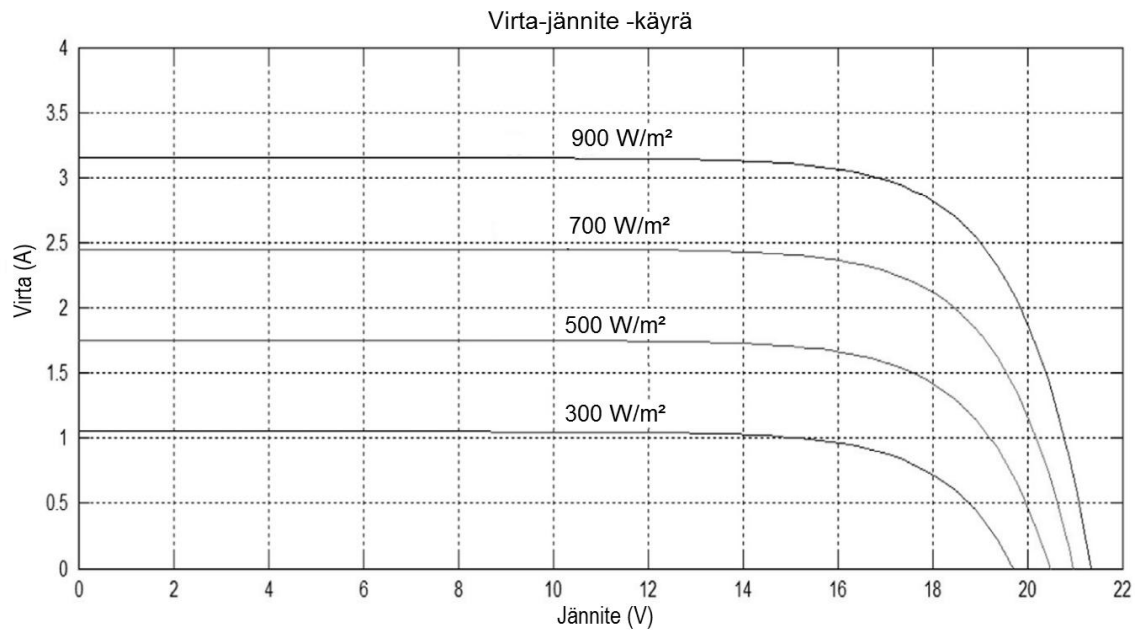
$$R_{opt} = \frac{U_m}{I_m} = \frac{30.3 \text{ V}}{8.09 \text{ A}} = 3,75 \Omega.$$

Paneelin hyötysuhteeksi saadaan kaavan (3.3) kautta laskemalla

$$\eta = \frac{245 \text{ W}_p}{1.623 \text{ m} \times 0.986 \text{ m} \times 1000 \text{ W/m}^2} \times 100 \% = 15.31 \%.$$

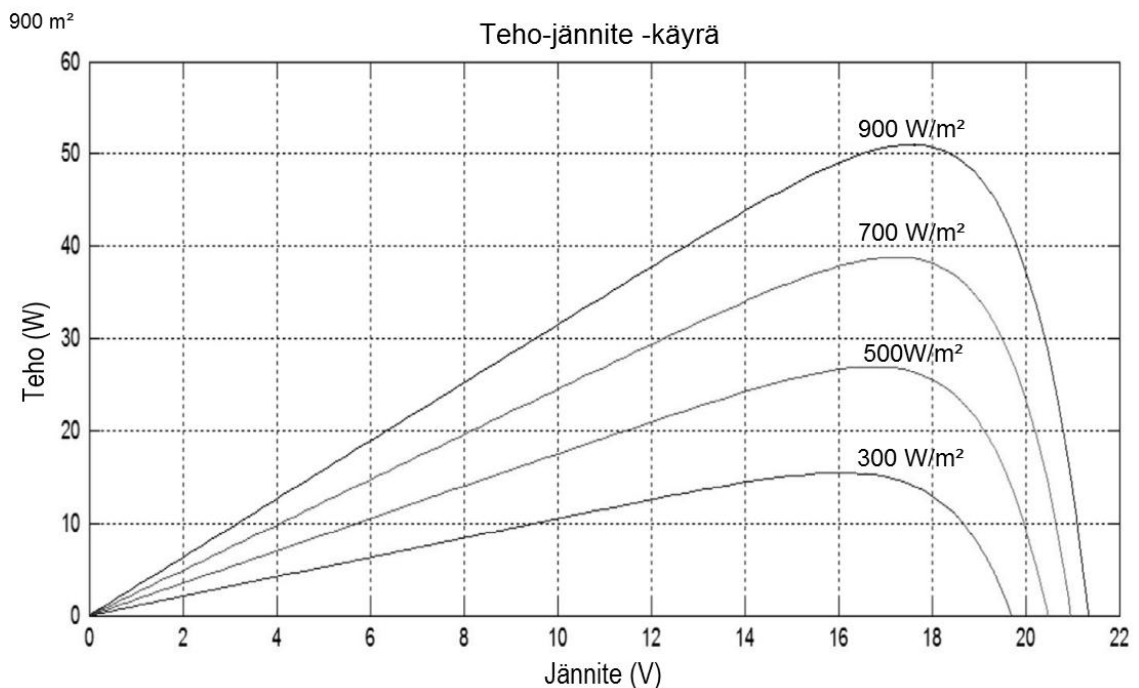
### 3.4 Olosuhteiden vaikutus paneelien tuotantoon

Aurinkopaneelin tehoon ja sen toimintapisteeseen vaikuttavat suuresti siihen kohdistuvan säteilyenergian intensiteetti ja kennon lämpötila. Auringonsäteilyn intensiteetin vaikutus paneelin tuottamaan sähkövirtaan on käytännössä lineaarinen. Kuva 3.6 esittää hyvin, kuinka intensiteetin muutos vaikuttaa paneelin ominaiskäyrään.



**Kuva 3.6** Säteilyintensiteetin vaikutus paneelin virta-jännite -käyrään. Muokattu lähteestä [26].

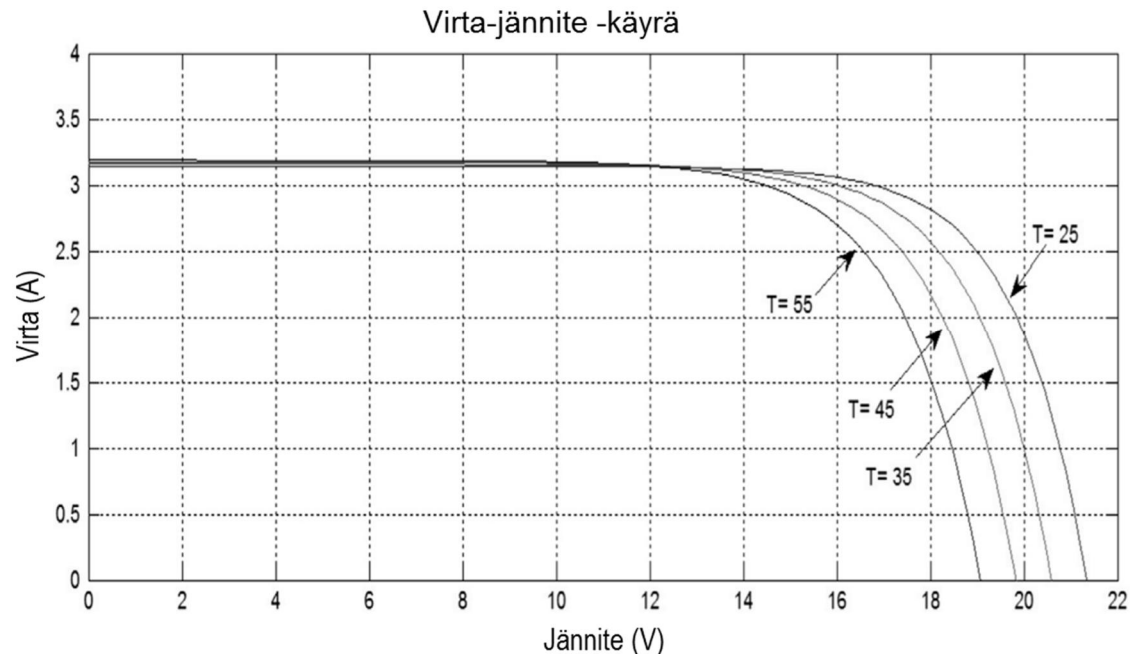
Jännitteen muutos ei kuitenkaan ole kovin suuri. Kuvassa 3.7 on esitetty auringon säteilyn intensiteetin vaikutus paneelin tehoon ja jännitteeseen.



**Kuva 3.7** Säteilyintensiteetin vaikutus paneelin teho-jännite -käyrään. Muokattu lähteestä [26].

Aurinkopaneelin kennojen lämpötilan nousu vaikuttaa myös paneelin sähköntuotantoon. Kun kennon lämpötila nousee, pn-liitoksen tyhjennysalueen sähkökentän voimakkuus laskee, mikä johtaa kennon tyhjäkäyntijännitteen huomattavaan laskuun. Kennon oikosulkuvirta puolestaan kasvaa hieman, mikä johtuu vähemmistövarauksenkuljettajien

määrän lisääntymisestä, mutta kasvu on käytännössä olematon. Kuvassa 3.8 on esitetty lämpötilan vaikutus paneelin ominaiskäyrään.



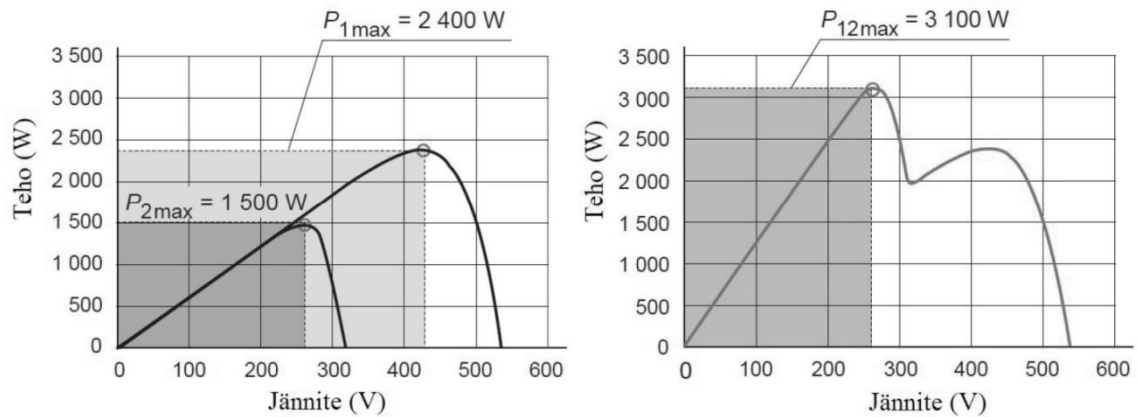
**Kuva 3.8** Lämpötilan vaikutus paneelin virta-jännite -käyrään. Muokattu lähteestä [26].

Lämpötilasta johtuva tehohäviö esitetään lämpötilakertoimen avulla ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ). Normitehona pidetään paneelin tehoa kennon lämpötilan ollessa  $25^{\circ}\text{C}$ . Jos kennon lämpötila on pienempi kuin  $25^{\circ}\text{C}$ , kerroin vaikuttaa positiivisesti kennon tehontuotantoon. Vastavasti, jos kennon lämpötila on suurempi kuin referenssilämpötila, mikä on yleisin tilanne, kerroin vaikuttaa negatiivisesti kennon tehoon. Tämän takia on suotavaa, että paneelit pystytään sijoittamaan siten, että tuuli ja ilmanvirtaukset pääsevät jäähdyttämään niitä.

### 3.5 Tehon tuotannon maksimoiminen

Kuten aikaisemmin jo mainittiin, yksi aurinkopaneelitekniikan suuria haasteita on ulos-tulotehon maksimointi. Aurinkopaneeli ei toimi automaattisesti maksimitehopisteeseen, vaan optimaalisen toimintatilan saavuttaminen vaati ohjausta, mikä hoidetaan yleensä järjestelmään asennetun invertterin kautta. Maksimitehopisteen seuranta MPPT (engl. Maximum Power Point Tracking) on jatkuvaa, koska lämpö- ja säteilyolosuhteet muuttuvat jatkuvasti vuorokauden aikana. Monesti usean paneelin järjestelmässä on hyvä olla monta maksimitehopisteen seurantayksikköä, jolloin paneeliketjujen erilaiset valaistusolosuhteet ja asennussuunnat sekä paneelien eroavaisuudet tulevat paremmin otetuksi huomioon. Alla olevassa kuvassa on esitetty kaksi tapausta samasta voimalaitoksessa.



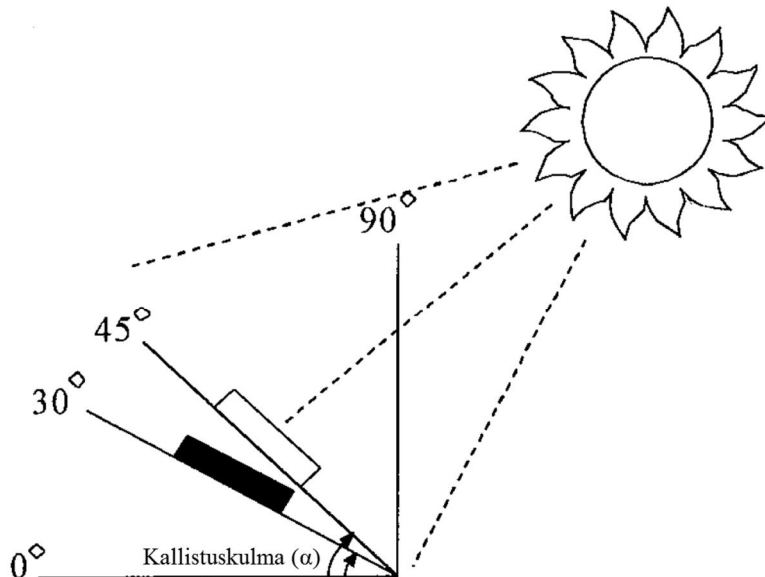


**Kuva 3.9** Teho-jännite -käyrät maksimitehopisteen seurannasta, kun kaksi paneeliketjua on kytketty omiin maksimitehopisteen seurantayksiköihin (vas.) sekä kun ketjut syöttävät yhteistä yksikköä (oik.).[22]

Kuvasta voidaan nähdä, että vasemmassa kuvassa kahden MPPT-yksikön invertterin yhteenlaskettu teho on n. 800 W suurempi kuin yhden MPPT-yksikön sisältämän invertterin teho.[22]

### 3.6 Suuntauksen vaikutus paneelien tehontuotantoon

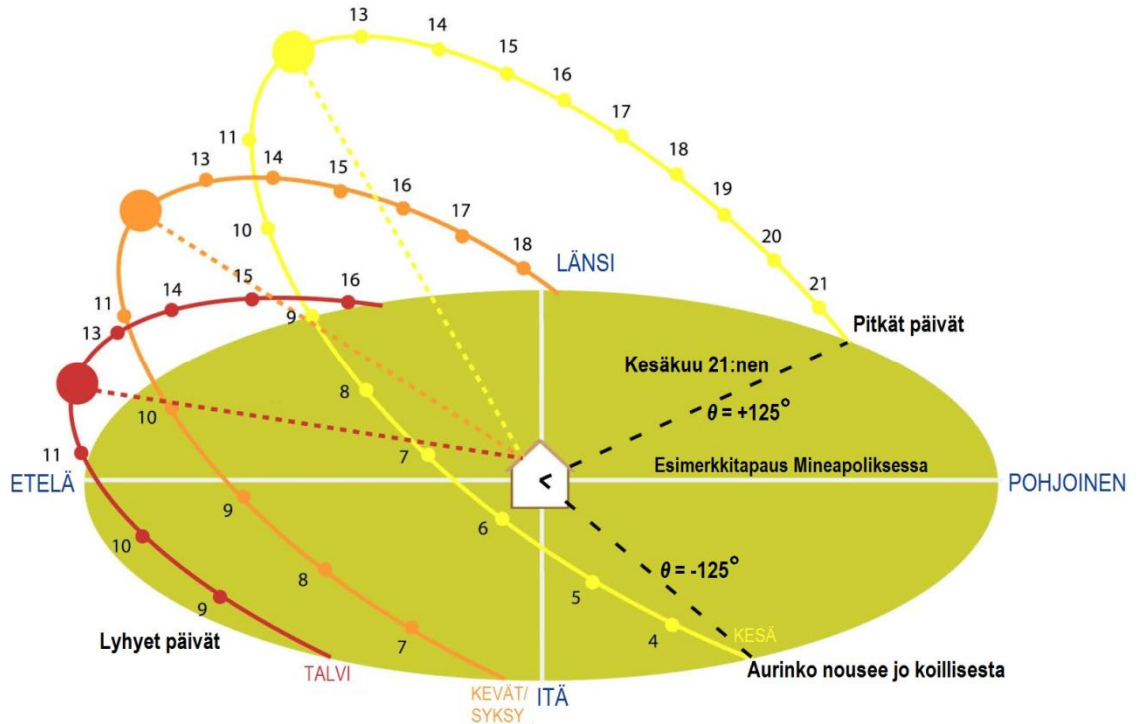
Aurinkopaneeleihin kohdistuva säteilyn intensiteetti on suurimmillaan silloin kun aurinkon säteily tulee kohtisuoraan paneelin pintaan. Aurinkopaneelien suuntauksessa vaikuttaa kaksi kulmaa, kallistuskulma ( $\alpha$ ) ja atsimuuttikulma ( $\theta$ ). Kallistuskulma ilmaisee paneelin kulmaa vaakatason suhteen, kuten kuvassa 3.10 on esitetty.



**Kuva 3.10** Aurinkopaneelin kallistuskulman laskeminen.[27]

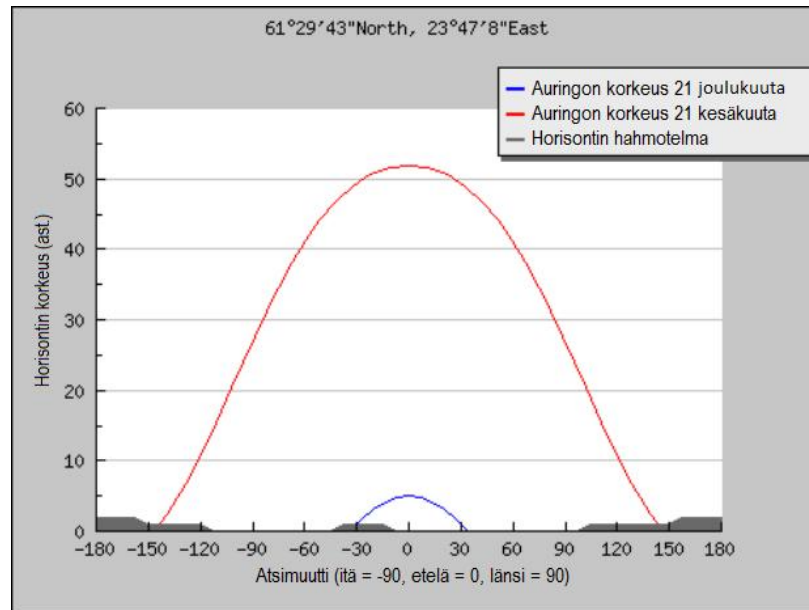
Atsimuuttikulma kuvaa paneelin ilmansuuntaa. Kun paneeli on kohdistettu suoraan etelään, paneelin atsimuuttikulma on  $0^\circ$ . Itä on  $-90^\circ$  kulmassa ja länsi  $+90^\circ$  kulmassa. Op-

timaaliset kulmat muuttuvat jatkuvasti vuorokauden- ja vuodenajasta riippuen. Kuva 3.11 havainnollistaa vaihtelua.



**Kuva 3.11** Auringon korkeuden vaihtelu eri vuodenaikoina ja vuorokauden aikoina. Keltainen, oranssi ja punainen kaari esittävät auringon korkeutta ja kulkua vuorokauden aikana, eri vuodenaikoina. Punainen kaari esittää auringon korkeutta talvipäivänseisauksen aikaan, valoisan ajan ollessa vähimmillään. Oranssi kaari esittää auringon korkeutta kevät ja syyspäiväntasauksen aikana ja keltainen kaari kesäpäivänseisauksen aikana, valoisan ajan ollessa pisimmillään. Kulmassa  $\theta$  huomataan kuinka paljon atsi-muuttikulma vaihtelee kesäpäivän aikana. Muokattu lähteestä [28].

Kuvassa 3.12 on myös esitetty auringon korkeus eri vuorokauden aikoina Suomessa päivän ollessa lyhimillään ja päivän ollessa pisimmillään.



**Kuva 3.12** Auringon korkeus päivän ollessa pisimmillään ja lyhimmillään Suomessa [8]

Seuraavassa taulukossa 3.2 on esitetty optimaalinen keskimääräinen kallistuskulma jokaiselle kuukaudelle.

**Taulukko 3.2** Aurinkopaneelin optimaalisen kallistuskulman vaihtelu vuoden aikana Suomessa

Kuukausi	$\alpha_{opt}$ (°)	Kuukausi	$\alpha_{opt}$ (°)
Tammi	78°	Heinä	25°
Helmi	73°	Elo	35°
Maalis	59°	Syys	51°
Huhti	44°	Loka	63°
Touko	30°	Marras	73°
Kesä	22°	Joulu	80°

Optimaalisen kallistuskulman vaihtelu vuoden aikana on Suomessa merkittävä. Taulukossa 3.3 on esitetty atsimuuttikulman vaikutus paneelin vastaanottamaan vuotuisen auringonsäteilyn energiaan.

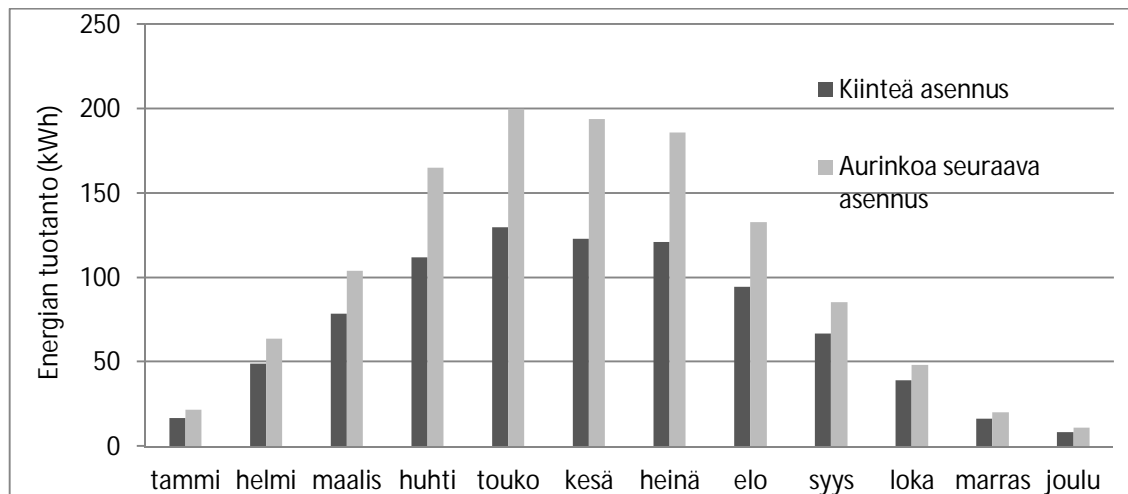
**Taulukko 3.3** Atsimuuttikulman vaikutus paneelin vastaanottamaan vuotuisen säteilyenergian määrään.

Atsimuuttikulma ( $\theta$ )	0	$\pm 10^\circ$	$\pm 20^\circ$	$\pm 30^\circ$	$\pm 40^\circ$	$\pm 50^\circ$	$\pm 60^\circ$	$\pm 70^\circ$	$\pm 80^\circ$	$\pm 90^\circ$
Auringon säteilyenergia (kWh/m <sup>2</sup> )	1100	1100	1090	1070	1050	1030	995	958	917	872

Yleensä paneelit asennetaan kiinteästi, jolloin ne eivät liiku vuorokauden aikana. On myös asennuksia, joissa paneelit seuraavat jatkuvasti aurinkoa, jolloin auringon säteily

tulee niiden pintaan kohtisuoraan koko vuorokauden ajan. Tätä tekniikkaa hyödyntäen energian tuotanto on jopa 50 % suurempi.

Paneelin liikkuvuus lisää kuitenkin asennus- ja ylläpitokustannuksia sekä lisää rikkoutumisriskiä. Kuvassa 3.13 on esitetty kesimääräinen kuukausittainen energiatuotanto vuoden aikana 1 kW<sub>p</sub> -aurinkosähköjärjestelmälle sen ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa kiinteästi asennettuna ja asennettuna niin, että se seuraa aurinkoa.

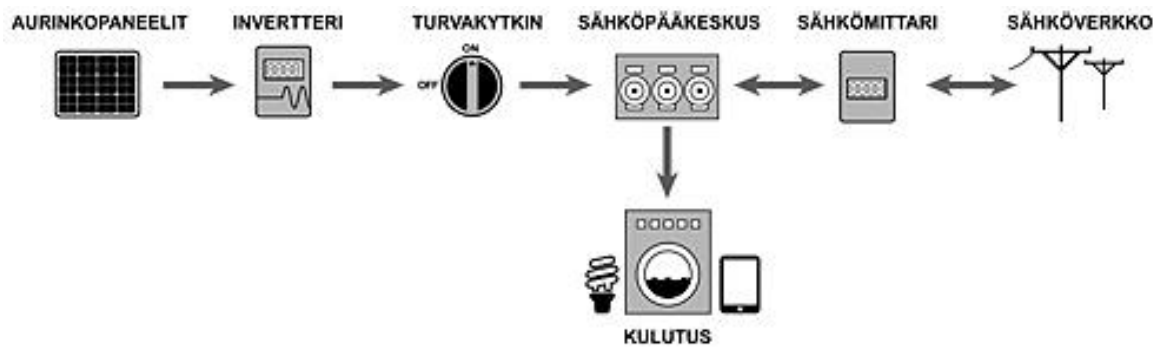


**Kuva 3.13** PVGIS-ohjelmalla arvioitu energiantuotanto 1 kW<sub>p</sub> -järjestelmällä kiinteästi optimaaliseen kulmaan asennetussa järjestelmässä ja järjestelmässä, jossa kallistus ja atsimuuttikulma vaihtuvat jatkuvasti auringon korkeuden mukaan.[8]

Optimaalinen kallistuskulma ja atsimuuttikulman vaihtelu riippuu myös kohteen leveyspiiristä. Mitä lähemmäs päiväntasaajaa mennään, sitä pienempi on optimaalisen kallistuskulman ja atsimuuttikulman vaihtelu. Eteläisellä pallonpuoliskolla paneelit on luonnollisesti suunnattava pohjoiseen.

### 3.7 Oheislaitteisto

Aurinkosähköjärjestelmä on järjestelmä, johon kuuluu myös monia muita komponentteja kuin aurinkopaneelit. Aurinkopaneelien kytkemiseen kohteen sähköverkkoon sekä julkiseen jakeluverkkoon tarvitaan mittauslaitteita, suojauslaitteita, kaapeleita sekä verkkovaihtosuuntaajia eli inverttereitä. Kuvassa 3.14 on esitetty verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano.



**Kuva 3.14** Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano.[9]

Koska aurinkosähköjärjestelmät sijoitetaan yleensä lähelle kulutuskohdetta, pitkiä kaapeleita ei tarvita. Tehoa häviää kuitenkin kaapeleissa, joka on hyvä ottaa huomioon järjestelmän suunnittelussa. Kaapeleissa tapahtuva jännitehäviö on suoraan verrannollinen kaapelien pituuteen. Tehohäviötä voidaan pienentää kaapelin poikkipinta-alan tai jännitteen kasvattamisella. Oikeilla kaapelipaksuuksilla, syntyvä tehohäviö on yleensä 2-3 % luokkaa paneelien nimellistehosta. Kaapelien materiaali on yleensä hyvin sähköä johtava kupari.

Verkkoon kytketyissä aurinkosähköjärjestelmissä tarvitaan suojalaitteisto. Suojalaitteistoon vaaditaan yli- ja alijännitesuojia, ylivirtasuojia, yli- ja alitaajuussuojia, saarekestosuojia ja maasulkusuojia. Lisäksi salamaniskuilta suojaava erillinen ylijännitesuoja on suositeltava. Monesti aurinkosähköjärjestelmissä vaadittavat suojalaitteet ja tasavirtapiirin turvakytin on integroitu invertteriin. Mikäli invertterissä ei ole tarpeellisia suojauksia, ne on asennettava erikseen. Aurinkosähköjärjestelmä on oltava erotettavissa sähköverkosta lukittavalla vaihtovirtapiirin turvakytkimellä, johon verkkoyhtiöllä on vapaa pääsy. Kytin sijaitsee invertterin ja sähköpääkeskuksen välissä. Järjestelmään kuuluu myös energiamittari verkkoon syötetyn ja sieltä otetun tehon mittaamiseksi. Aurinkosähköjärjestelmän käyttäjän ei tarvitse huolehtia energiamittarin hankinnasta, sillä se kuuluu sähköjakeluverkonhaltijan vastuualueeseen.[9]

### 3.7.1 Invertterit

Aurinkopaneelit tuottavat tasasähköä, joka eroaa julkisen sähköverkon vaihtosähköstä. Invertteri tai vaihtosuuntaaja on laite, jolla paneelien tuottama tasasähkö muunnetaan vaihtosähköksi, joka vastaa kiinteistön sähköverkon sekä yleisen jakeluverkon vaatimuksia. Aurinkopaneelien kytkentä kohteen sähköjärjestelmään tapahtuu invertterin kautta. Inverttereitä on 1-vaiheisia ja 2-vaiheisia. 1-vaiheiset invertterit kytketään yhteen verkon kolmesta vaiheesta, jolloin aurinkopaneelien tuottamaa sähköä pystyvät hyödyntämään vain kyseiseen vaiheeseen kytketyt laitteet. 1-vaiheisia inverttereitä käytetään yleensä pienissä alle 3 kWp järjestelmissä, joille toistaiseksi ei vielä ole markkinoilla saatavilla 3-vaiheisia inverttereitä. 3-vaiheiset invertterit kytketään kaikkiin verkon vaiheisiin. Tämän vuoksi paneeleilla tuotettua sähköä pystytään hyödyntämään kaikissa kohteen sähkölaitteissa, jolloin tuotetun sähkön kulutus saadaan maksimoiduksi.

Tällöin järjestelmästä saadaan suurin hyöty, sillä sähkön syöttö jakeluverkkoon on vähemmän kannattavaa kuin sähkön käyttö omaan tarpeeseen.[9]

Invertterien elinikä ei ole yhtä suuri kuin aurinkopaneeleiden. Inverttereille annetut taakuut ovat yleensä 5-10 vuoden pituisia ja niiden hyötysuhteet ovat yli 95 %.[29] Aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluvaiheessa on kiinnitettävä huomiota myös invertterin tehoon. Jos aurinkopaneelin tuottama teho on suurempi kuin invertterin maksimiteho, invertteri toimii rajoittavana tekijänä, jolloin kaikkea tuotettua tehoa ei saada syötetyksi verkkoon. Usein järjestelmissä invertterin maksimiteho on kuitenkin hieman alhaisempi kuin paneelin nimellisteho. Tämä johtuu siitä, että paneelit toimivat harvoin nimellisteholla. Invertterit voivat kuitenkin operoida nimellistehoa suuremmilla tehoilla, mutta vain lyhyen ajan. Invertteristä riippuen ne voivat toimia jopa 300 % ylikuormalla 3 – 15 sekunnin ajan.[30] Lisäksi invertterin ilmoitettu teho on yleensä matalampi vaihtovirtapuolella kuin tasavirtapuolella. Erot tasavirta- ja vaihtovirtapuolen tehoissa korostuvat muuntajallisilla inverttereillä, koska niissä syntyvät tehohäviöt ovat suuremmat kuin muuntajattomissa. Mikäli invertterin nimellisteho on paneelitehoa suurempi, hetkittäiset tuotantohuiput saadaan hyödynnetyksi paremmin. Ongelmaksi kuitenkin muodostuu se, että suurempitehoisissa inverttereissä käynnistysjännitteet ovat suurempia, jolloin pienemmät jännitteet jäävät hyödyntämättä.[31] Invertterit mitoitetaan yleensä siten, että invertterin teho on 70 – 100 % aurinkovoimalaitoksen huipputehopisteestä. Lisäksi invertterin tulojännitealueen ja aurinkopaneeliketjun jännitealueen on sovittava yhteen.

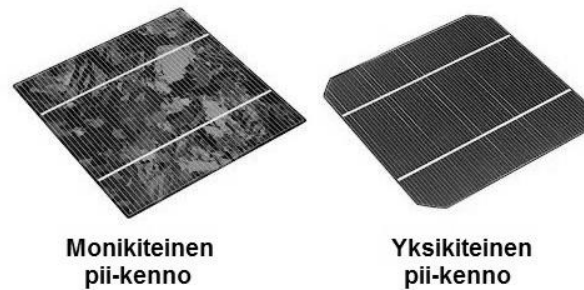
Yksittäisen paneelin voi kytkeä sähköverkkoon, jolloin tarvitaan paneelikohtainen invertteri eli mikroinvertteri. Pienen kokoluokan aurinkosähköjärjestelmät sisältävät useimmiten yhden invertterin ja monta paneelikohtaista invertteriä. Mikroinvertterit ovat nimensä mukaisesti pieniä kooltaan ja ne voidaan asentaa suoraan aurinkopaneelin asennustelineeseen. Jos järjestelmässä on monta paneelia, joissa on oma mikroinvertteri, ne voidaan kytkeä kiinni toisiinsa samaan ketjuun. Isoimmissa järjestelmissä voidaan muodostaa useampia ketjuja, jotka voidaan kytkeä sähköverkon eri vaiheille. Mikroinverttereitä käytettäessä jokainen paneeli toimii omana yksikkönä, jolloin yhden paneelin varjostuminen tai vikaantuminen ei vaikuta muiden paneelien toimintaan ja sähkön tuotanto on tehokkaampaa kuin järjestelmässä, jossa on keskitetty invertteri. Useista mikroinverttereistä koostuvan järjestelmä on kuitenkin kalliimpi. Lisäksi järjestelmän huoltovarmuus heikkenee komponenttien määrän lisääntyessä.[9]

## 4 AURINKOKENNOTEKNOLOGIAT

Tässä luvussa perehdytään erilaisiin aurinkokennoteknologioihin. Aurinkosähköalan suurin haaste on tuottaa edullisesti hyvän hyötysuhteen omaavia aurinkokennoja. Ensimmäiset käyttökelpoiset aurinkokennot kehitettiin 1960-luvulla. Tämän kehityksen mahdollisti sen ajan elektroninen vallankumous, jonka seurauksena piin (Si) ominaisuuksien tuntemus kasvoi. Pii on ollut ja on edelleen aurinkokennotekniikassa ylivoimaisesti käytetyin raaka-aine. Piin edut aurinkokennomateriaalina ovat sen runsaus maapallon kuorella, sen myrkyttömyys, sen puolijohdeominaisuudet ja helpot seostamismahdollisuudet p- ja n- tyyppisiksi puolijohteiksi. Vaikka pii-pohjaisten aurinkokennojen osuus aurinkokennomarkkinoilla on melkein 90 %, on arvioitu, että pelkästään kiteiseen piihin perustuvien kennojen avulla ei saavuteta aurinkokennoteollisuudelle asetettuja odotuksia. Tämä johtuu erittäin puhtaan piin tuottamisen korkeasta hinnasta ja hankaluudesta. Tämän seurauksena valmiiden kennojen hinta pysyy korkealla, sillä noin puolet kennon kokonaishinnasta muodostuu pelkästään materiaalikustannuksista. Kustannustehokkaampien aurinkokennojen valmistamiseksi on haluttu kehittää muihin materiaaleihin perustuvia kennoja.[32]

### 4.1 Piikidekennot

Kiteiset piikennot kuuluvat niin sanottuun ensimmäisen sukupolven kennoihin. Kiteinen pii on yleisin aurinkokennoissa käytetty materiaali. Valtaosa aurinkokennoista (n. 90 %) on tehty yksi- tai monikiteisestä piistä. Yksikiteinen pii (m-Si) valmistetaan puhtaasta piistä Czochralski -menetelmällä, jolloin piissä on kaikkialla yhdenmukainen kiderakenne. Monikiteinen pii (mc-Si) valmistetaan Bridgman- tai valulohkomenetelmällä ja se koostuu rakeista, joiden sisällä on yhdenmukainen kiderakenne.[32] Ensimmäiset käyttökelpoiset aurinkokennot valmistettiin yksikiteisestä piistä. Edullisemmat monikiteiset kennot tulivat 1980-luvulla markkinoille. Monikiteiset piikennot eivät ole kuitenkaan onnistuneet syrjäyttämään yksikiteisiä piikennoja näiden paremman hyötysuhteen vuoksi. Vuonna 2012 piikennoista oli 55 % tehty monikiteisestä piistä ja 45 % yksikiteisestä.[16] Yksikiteiset piikennot erottaa monikiteisistä kennoista niiden ulkonäkö. Yksikiteisissä kennoissa on aukkoja kulmissa, kun taas monikiteiset kennot ovat neliskulmaisia. Yksikiteiset kennot on sahattu yhtenäisestä piiaihiosta jonka halkaisija on 100–150 mm. Koska raaka-aine on hyvin kallista, pyöreistä kiekkoista ei kannata tehdä täysin neliskulmaisia.[16] Kuvassa 4.1 nähdään yksi- ja monikiteisen kennon erot.



**Kuva 4.1** Monikiteinen (vas.) ja yksikiteinen (oik.) piikidekenno.[33]

Piikidekennojen teoreettinen hyötysuhde on n.30 %.[34] Laboratorio-olosuhteissa korkein saavutettu hyötysuhde pii-kennoille on 24 %. Hyötysuhdetta huonontavat mm. metallijohteiden liitokset paneelien pinnalla, kennon sisäinen resistanssi sekä paneelien päällä olevan lasin heijastavuus. Heijastusta voidaan vähentää käyttämällä heijastusta vähentävää pinnoitetta, mikä parantaa paneelin hyötysuhdetta. Suurin osa hyödyntämättömästä auringon säteilyn energiasta muuttuu lämmöksi.

Kiteisen piin ainoa merkittävä haittapuoli on sen epäsuora energia-aukko, jonka vuoksi se vaatii suhteellisen paksun aktiivin kerroksen (150 - 300  $\mu\text{m}$ ) absorboidakseen täyden auringon spektrin.[35][36]

Yksikiteisten kennojen valmistus on kalliimpaa kuin monikiteisten. Niiden hyötysuhde (18.2 % - 20 %) on kuitenkin parempi kuin monikiteisillä (16.6 % - 18.0 %), mikä tekee niistä edelleen kilpailukykyisiä monikiteisiin kennoihin nähden.[37]

## 4.2 Ohutkalvokennot

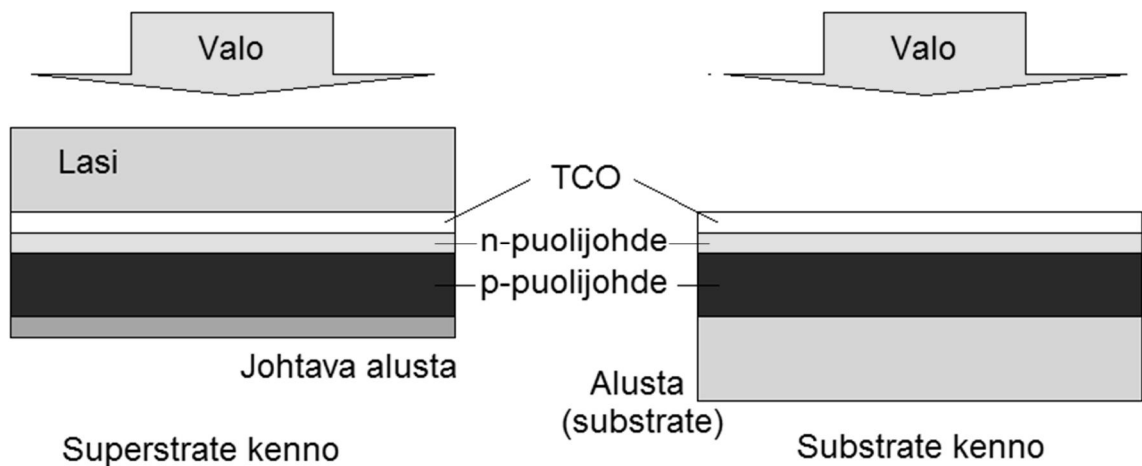
Vaikka kiteisillä piikennoilla on tällä hetkellä dominoiva asema aurinkopaneelimarkkinoilla, niiden heikkous on korkea hinta. Pii on epäsuoran energia-aukon puolijohde, mikä kasvattaa kennon paksuuden tarvetta sekä asettaa korkeammat vaatimukset piin puhtaudelle, mikä näkyy kustannuksissa. Tämän takia on syntynyt tarve kehittää uudentyyppisiä, vähemmän materiaalia vaativia kennoja. Ohutkalvotekniikalla on mahdollista pudottaa materiaalin tarve murto-osaan kiteiseen piikennoon tarvittavasta määrästä.[32] Toinen ohutkalvokennojen etu on kalvomateriaalin parempi epäpuhtauksien sietokyky, mikä vähentää kalliin raakamateriaalin puhdistusprosessin tarvetta. Ohutkalvokennot ovat toistaiseksi kuitenkin hyötysuhteeltaan alhaisempia kuin ensimmäisen sukupolven kennot, minkä vuoksi piikidekennot johtavat edelleen aurinkopaneelimarkkinoita.

Kiteisten piikennojen kehittämissä on päästy suoraan hyödyntämään elektroniikkateollisuuden tietämystä, kun taas ohutkalvotekniikan tietämys ja kehitys on vähäisempää. Tulevaisuudessa tämä teknologia todennäköisesti kehittyy. Ohutkalvokennoilla on havaittu olevan myös pienempi tuotantokapasiteetin investointikustannus (€/W) verrattuna ensimmäisen sukupolven kennoihin. Näistä syistä ohutkalvoteknologian markkinaosuus



den ennustetaan olevan jopa 30 % vuonna 2015.[38] Ohutkalvokennojen materiaalien tuntemus on ollut kuitenkin melko vähäistä, minkä seurauksena riittävän suuren tuotantovolyymien ja edullisen tuotannon saavuttaminen ei ole ollut mahdollista.

Koska ohutkalvokennojen pn-liitos muodostaa vain ohuen, muutaman  $\mu\text{m}$ :n kerroksen, sitä täytyy tukea huomattavasti paksummilla alustoilla. Kennon tuenta voidaan toteuttaa joko Superstrate- tai Substrate -suunnitteluun perustuvalla tavalla. Superstrate-suunnitteluun perustuvassa rakenteessa auringonsäteily tulee kennoon alustan läpi. Alusta on yleensä lasia tai läpinäkyvää muovia. Substrate-suunnitteluun perustuvassa rakenteessa alusta sijaitsee pn-liitoksen takana. Kuvassa 4.2 on havainnollistettu molemmat edellä mainitut rakenteet.[39]



**Kuva 4.2** Superstrate- (vas.) ja Substrate-suunnitteluun (oik.) perustuvien ohutkalvojen rakenne. Kennojen läpinäkyvä johtava oksidikerros on merkitty lyhenteellä TCO (engl. Transparent conductive oxide). Muokattu lähteestä [39].

On olemassa monia erilaisia ohutkalvokennoteknologioita kuten amorfiset pii-kennot, kadmium-telluurikennot ( $\text{CdTe}$ ), tandem-kennot ( $\text{a-Si}/\mu\text{-Si}$ ) sekä kupari-indium (gallium) diselenidi-kennot ( $\text{CIGS/CIS}$ ). Seuraavaksi perehdytään edellä mainittujen teknologioiden ominaisuuksiin. Ohutkalvokennoteknologioihin kuuluvat myös väriainekennot, joita tarkastellaan erikseen niiden erilaisen toimintaperiaatteen vuoksi.

#### 4.2.1 Amorfiset pii-kennot

Silikonipohjaiset ohutkalvokennot perustuvat amorfiseen piihin ( $\text{a-Si}$ ). Muihin ohutkalvoteknologioihin verrattuna amorfisten piipohjaisten ohutkalvokennojen ominaisuudet tunnetaan hyvin. Tämä johtuu suurilta osin siitä, että amorfisella piillä on sovelluskohteita myös aurinkoenergiateollisuuden ulkopuolella. Tämä on mahdollistanut amorfisten piikennojen kaupallistumisen, vaikka niiden hyötysuhde onkin muihin ohutkalvokennotyyppeihin verrattuna huonompi. Amorfisten piikennojen hyötysuhde laboratorioolosuhteissa on yli 10 % ja kaupallisten moduulien hyötysuhde 9 – 10 %.[40] Amorfisesta piistä voidaan valmistaa kevyitä ja joustavia aurinkokennoja. Amorfiseen piihin perustuvien kennojen suurin hyöty on niiden pieni tehohäviön lämpötilakerroin, joka on

noin  $-0.3 \text{ } ^\circ\text{C}$ , jonka vuoksi tehohäviö korkeissa lämpötiloissa jää huomattavasti pienemmäksi ensimmäisen sukupolven kennoihin verrattuna.

Amorfinen pii valmistetaan höyrystämällä piitä. Tätä kutsutaan PECVD-tekniikaksi (engl. Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition). Ohutkalvotekniikassa käytetty amorfinen pii sisältää lähes poikkeuksetta vetyatomeja. Vetyatomien osuus rakenteesta on yleensä 1 – 10 %. Vetyä sisältävästä amorfisesta piistä käytetään tavallisesti merkintää a-Si:H.

Amorfisen piikennon rakenne poikkeaa hieman tavallisesta pn-liitoksesta. P- ja n-kerrosten lisäksi näiden väliin sijoittuu i-kerros (engl. intrinsic), jossa valon absorboituminen tapahtuu. P- ja n-kerrosten tehtävä on luoda i-kerroksen yli vaikuttava sähkökenttä fotonien synnyttämien varaustenkuljettajien erottamiseksi. Koska i-kerroksen paksuus on n.  $1\text{--}2\text{ }\mu\text{m}$ , kerrokset täytyy tukea huomattavasti paksummilla alustoilla. Amorfisen piin etu on sen kehittynyt valmistusteknologia ja sen heikkoutena matala hyötysuhde.[41]

#### 4.2.2 CdTe-kennot

Kadmiumtelluuriohutkalvokennot (CdTe) ovat kennoja, joiden toiminta perustuu kadmiumista (Cd) ja telluurista (Te) valmistettuihin kerroksiin. P- ja n-tyypin CdTe-puolijohteita voidaan aikaansaada seostamisen avulla sekä vaikuttamalla kadmiumin ja telluurin keskinäiseen suhteeseen. N-tyypin puolijohteessa on suurempi kadmiumin osuus, ja vastaavasti p-tyypin puolijohteessa suurempi telluurin osuus. Nykyään kadmiumtelluurikennot koostuvat useimmiten CdTe-kerroksesta, joka toimii pelkästään p-kerroksena, sekä CdS-kerroksesta (kadmiumsulfidikerros), joka on n-tyyppinen ja toimii kennon ikkunakerroksena. Tämän vuoksi kadmiumtelluurikennoista käytetään myös merkintää CdTe/CdS, yksinkertaisuuden vuoksi kuitenkin yleisesti käytetään vain lyhennettä CdTe.[32]

Kadmiumtelluurilla on korkeampi teoreettinen hyötysuhde ( $\sim 30 \text{ } \%$ ) kuin millään muulla tähän asti aurinkotekniikassa tunnetulla materiaalilla. Se on merkittävästi korkeampi kuin kiteisen piin. Kadmiumtelluuri-kennojen energia-aukko on  $1,5 \text{ eV}$ , mikä tarkoittaa, että CdTe-kennoilla on erinomainen kyky absorboida valoa suurella aallonpituudella.

First solar -yhtiö on onnistunut saavuttamaan kadmiumtelluurikennoillansa  $19.1 \text{ } \%$  hyötysuhteen ja uskoo pystyvänsä saavuttamaan  $23 \text{ } \%$  hyötysuhteen lähivuosina.[42] CdTe-moduulien teollinen tuotanto on edullisempaa kuin a-Si-moduulien. Lisäksi CdTe-kennot ovat suhteellisen stabiileja lämpötilan muutoksille ja pystyvät absorboimaan tehokkaasti myös diffuusia säteilyä, mikä tekee niistä kohtalaisen tehokkaita myös pilvisellä säällä. Perinteisiin piikidekennoihin verrattuna CdTe-kennoilla voidaan tuottaa samalla nimellisteholla jopa  $9 \text{ } \%$  enemmän sähköä ja saavuttaa yli  $11 \text{ } \%$  suurempi huip-

puteho vuorokauden aikana. CdTe-kennoilla on myös pieni hiilijalanjälki ja nopea energian takaisinmaksuaika. Tämän vuoksi ne ovat muita kennoja ekologisempia.[42]

#### 4.2.3 CIGS-kennot

Kupari-indium-gallium-diselenidi ( $\text{Cu(InGa)Se}_2$ ) on suoran energia-aukon puolijohde, joka soveltuu erinomaisesti aurinkokennotekniikkaan. Kupari-indiumgalliumdiselenidikennoista käytetään lyhennettä CIGS tai CIS. Ne edustavat uusinta ja hyötysuhteen puolesta tehokkainta ohutkalvoteknologiaa saavuttaen 20.8 %:n hyötysuhteen laboratorio-olosuhteissa (v.2013)[43] ja jopa 14.7 %:n hyötysuhteen kaupallisilla paneeleilla.[44] CIGS-teknologialla on suuri potentiaali tarjota ratkaisuja aurinkoenergiateollisuudelle tulevaisuudessa ja sitä pidetään yhtenä lupaavimmista aurinkokennoteknologioista. CIGS-kennojen puolijohdemateriaalin paksuus on vain noin 2  $\mu\text{m}$ , minkä ansiosta kennojen valmistuksessa säästetään valtavasti materiaalia ja energiaa. Korkean hyötysuhteen lisäksi CIGS-kennoilla on myös erinomainen kyky absorboida diffuusia säteilyä. Tämä johtuu siitä, että CIGS-kennot pystyvät absorboimaan erityisen laajan osan auringonsäteilyn spektristä. Koska CIGS-kennoilla on korkeampi hyötysuhde ( $\text{Wp/m}^2$ ) kuin a-Si- ja CdTe-kennoilla, saadaan asennetun järjestelmän kapasiteetti maksimoiduksi ( $\text{kWh/kWp}$ ).[45] CIGS-kennoilla on myös alhainen tehohäviön lämpötilakerroin, mikä on n. 0,3 %/°C luokkaa.[46]

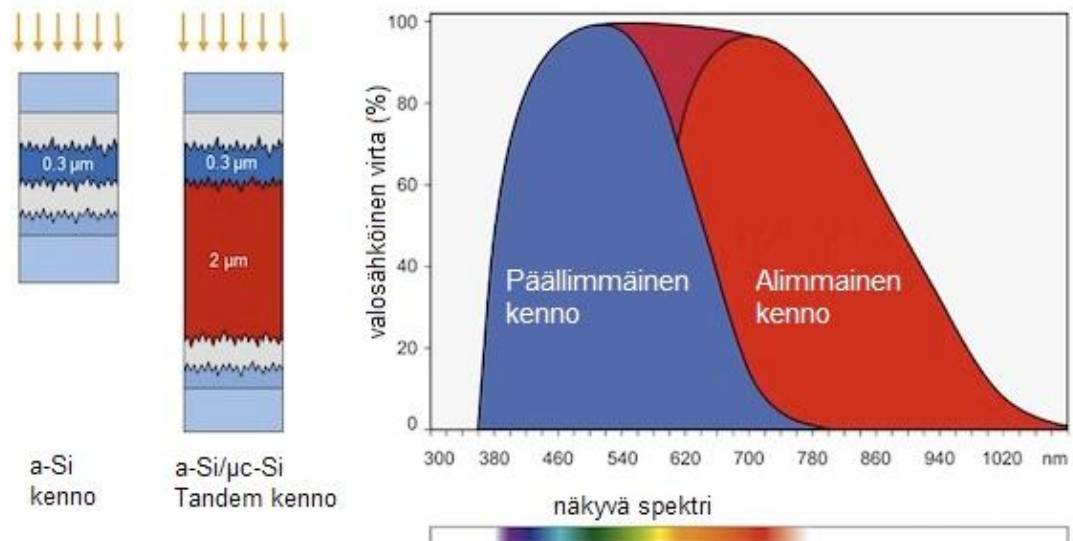
Ensimmäiset CIGS-kennot kehitettiin 1970-luvulla ja ne koostuivat  $\text{Cu(InGa)Se}_2$ -kerroksesta ja sen päällä olevasta CdS-ikkunakerroksesta. Nykyisten CIGS-kennojen hyvät ominaisuudet perustuvat Boeing-yhtiön luomaan  $\text{CuInSe}_2$ -perusrakenteeseen. Eräs ongelma CIGS-kennojen valmistuksessa on niiden kennoissa olevien absorptiokerrosten valmistamiseksi tarvittavien laitteiden ja menetelmien standardoimattomuus, mikä nostaa moduulien valmistuksen yksikköhintaa. Eriävistä CIGS-kennojen valmistusmenetelmistä huolimatta kaikki kennot perustuvat Substrate-suunnitteluun, eli valo tulee alustasta katsoen vastakkaiselta puolelta.[32]

CIGS-kennoilla ei kuitenkaan ole pystytty tekemään varsinaista läpimurtoa aurinkoenergiamarkkinoilla valmistuksen korkean hinnan ja teknologian kehittämättömyyden takia.

#### 4.2.4 Tandem-kennot (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ )

Yhdistämällä amorfista ja mikrokiteistä ( $\mu\text{c}$ ) piitä pystytään tuottamaan ohutkalvokennoja edullisesti (0,35 €/Wp) suhteellisen hyvällä hyötysuhteella (yli 11 %). Tällaisia yhdistettyjä kennoja kutsutaan micromorph-tandem-kennoiksi.[47][48] Mikrokiteinen pii on huokoinen ja rakenteeltaan samanlainen kuin amorfisen pii, joka toisin kuin amorfisen pii sisältää pieniä piikiteitä. Mikrokiteisellä piillä ( $\mu\text{c-Si}$ ) voidaan valmistaa myös ohutkalvokennoja, joiden hyötysuhde voi olla parhaimmillaan jopa 10.1 %. Mc-Si-kennot eivät kuitenkaan kykene absorboimaan riittävän tehokkaasti auringonvaloa,

minkä vuoksi niitä käytetään ensisijaisesti micromorph-tandem-kennoissa.[49] Absorptiokerroksia a-Si/ $\mu$ c-Si-kennoissa on kaksi. Koska amorfisen piin energia-aukko on 1.7 eV ja mikrokiteisen piin 1.1 eV, saadaan aikaiseksi ihanteellinen tandemkenno, jolla pystytään hyödyntämään mahdollisimman suurta auringonsäteilyn spektriä.[50] Ylempi kerros on aina amorfisesta piistä ja alempi mikrokiteisestä piistä.[51] Kuvassa 4.3 on esitetty amorfisen ohutkalvokennon ja tandem-kennon rakenne ja niiden absorboimat spektrit.

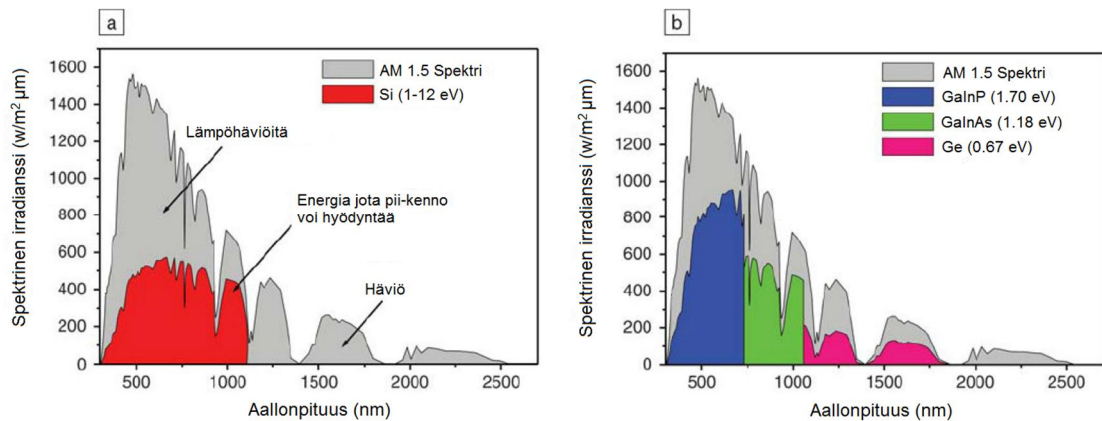


**Kuva 4.3** Kuvan vasemmalla puolella on esitetty amorfisen ohutkalvokennon ja tandem-kennon (a-Si/ $\mu$ c-Si) rakenne. Ensimmäisessä kennossa on vain yksi 0,3  $\mu$ m:n puolijohdekerros, kun taas tandem-kennossa on kaksi puolijohdekerrosta, joissa mikrokiteisen piin paksuus on 2  $\mu$ m. Kuvan vasemmalla puolella nähdään kuinka paljon suuremman auringonvalon spektrin tandem-kenno pystyy absorboimaan. Muokattu lähteestä [52].

a-Si/ $\mu$ c-Si-kennojen etuja ovat niiden matala hinta, hyvä diffuusisäteilyn absorbointi ja alhainen tehohäviön lämpötilakerroin.

### 4.3 Moniliitoskennot

Moniliitoskennot (multijunction cells) edustavat uutta aurinkokennoteknologiaa, jossa käytetään monia eri puolijohdemateriaaleista tehtyjä pn-liitoksia. Jokainen pn-liitos tuottaa sähköä eri auringonvalon aallonpituudella. Moniliitoskennoissa nämä pn-liitokset asetetaan kerroksittain siten, että päällimmäisellä kennolla on aina suurempi energia-aukko kuin alimmaisella. Tämä tekniikka mahdollistaa auringonsäteilyn spektrin hyödyntämisen mahdollisimman suurelta osalta ja korkean hyötysuhteen. Moniliitoskennojen teoreettinen maksimihyötysuhde on 86.8 %, mikä on paljon suurempi kuin tavallisissa aurinkokennoissa, joiden maksimihyötysuhde on 34 %. Kuvassa 4.4 on esitetty tavallisen piikidekennon ja moniliitoskennon auringonsäteilyn absorboimat spektrit.[53]



**Kuva 4.4** Tavallisen piikidekennon (vas.) ja moniliitoskennon (oik.) absorboima säteilyn spektri. Moniliitoskennon spektrissä huomataan kuinka kennon eri kerrokset absorboivat eri alueen auringonsäteilyn spektristä. Muokattu lähteestä [53].

Mahdollisimman suuren hyötysuhteen saavuttamiseksi kennon tulee pystyä absorboimaan mahdollisimman suuri osa auringonsäteilyn spektristä. Moniliitoskennotekniikan haaste onkin löytää sopivan energia-aukon omaavia materiaaleja kennon rakentamiseksi. Yhden yleisen, tuotannossa olevan kolmiliitoskennon valmistuksessa käytetyt puolijohteet ovat galliumindiumfosfori (GaInP 1.9 eV), galliumarseeni (GaAs 1.4 eV), ja germanium (Ge 0.7 eV). Tällä hetkellä monikerroskennojen korkein laboratorioolosuhteissa saavutettu hyötysuhde on yli 38 %. Moniliitoskennot ovat suosittuja avaruustekniikassa, jossa hyötysuhde suhteessa tilavuuteen ja painoon on tärkeä. Moniliitoskennot eivät ole vielä yleisessä käytössä korkean hintansa vuoksi.

Moniliitoskennoja käytetään usein CPV-tekniikan (engl. concentrated photovoltaics) kanssa. CPV-tekniikassa isomman alueen auringonsäteily keskitetään yhteen pieneen alueeseen linssien avulla. Tällä tavalla säästetään käytettyä puolijohdemateriaalia. Kuvassa 4.5 on esitetty CPV-monikerroskenno ja paneeli.



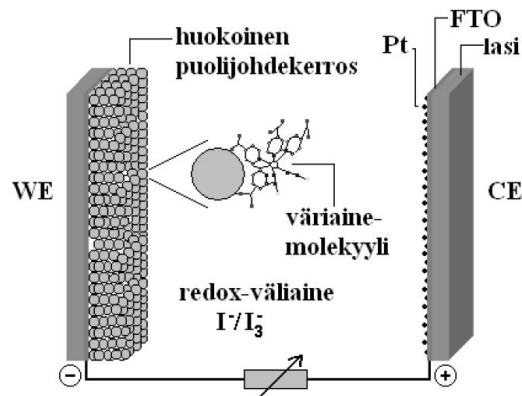
**Kuva 4.5** CPV-monikerroskenno ja paneeli. Kuvasta näkee kuinka pieni kennon pinta-ala on suhteessa paneelin kokonaispinta-alaan.[54]

Tällä tekniikalla pystytään saavuttamaan jopa 44.7 % hyötysuhde, mutta uskotaan, että lähivuosina pystytään ylittämään 50 % hyötysuhderaja.[55][56]

#### 4.4 Väriainekennot

Kaikkien edellä asti esitettyjen aurinkokennojen toiminta perustuu valon absorboitumiseen puolijohteessa. Sitä vastoin väriainekennojen toiminta ei perustu valon absorboitumiseen puolijohteessa ja valosähköiseen ilmiöön, vaan vapaiden varaustenkuljettajien syntyminen tapahtuu tiettyjen puolijohdepartikkeleiden pintaan kiinnittyneissä väriainemolekyyleissä.

Väriaineaurinkokennot koostuvat kolmesta pääosasta, joita ovat valoaktiivinen työelektrodi WE, vastaelektrodi CE, sekä näiden välissä oleva redox-väliaine. Työelektrodi WE on läpinäkyvään johtavaan alustaan kiinnitetty huokoinen, useimmiten titaanidioksidista valmistettu puolijohdekerros. Työelektrodin paksuus on yleensä 1 – 15  $\mu\text{m}$ . Vastaelektrodi CE koostuu lasissa kiinni olevasta johtavasta alustasta, joka on platinoitu. Työ- ja vastaelektrodien välissä on redox-väliaine, joka on tavallisesti  $\text{I}^-/\text{I}_3^-$ -redox-pareja sisältävä nestemäinen elektrolyytti, jonka tarkoitus on pelkistää auringonsäteilyn hapettamia väriainemolekyylejä. Kuvassa 4.6 on esitetty väriainekennon rakenne.



**Kuva 4.6** Väriainekennon perusrakenne.[32]

Kun väriainemolekyyleihin tulee valoa, ne virittävät, jonka seurauksena osa väriainemolekyyleistä siirtyy elektroneja huokoisen puolijohdekerroksen johtavuusvyölle. Tämä aiheuttaa väriainemolekyyleiden hapettumisen. Elektronit ajautuvat huokoisen puolijohdekerroksen kautta työelektrodin pinnalla oleville varauksenkuljettajia kerääville elementeille, niistä työelektrodin läpinäkyvälle johtavalle alustalle ja edelleen ulkoiseen piiriin. Hapettuneet väriainemolekyylit palaavat perustilaansa saatuaan elektroneja redox-väliaineen jodideista. Tällöin jodidit hapettuvat trijodideiksi, jotka pelkistyvät takaisin jodideiksi saatuaan elektroneja vastaelektrodin platina-atomeista. Platina-atomien luovuttamien elektronien vuoksi vastaelektrodi varautuu positiivisesti vetäen puoleensa ulkoisessa piirissä olevia työelektroneja ja pelkistävät hapettuneita platina-atomeja. Näin piirissä kulkee sähkövirta.

Väriainekennojen etuja ovat muun muassa hyvä diffuusin säteilyn absorptio, hyvät säätömahdollisuudet erilaisille säteilyolosuhteille, hyvä hyötysuhde myös korkeissa lämpötiloissa, matalaenerginen ja yksinkertainen valmistusprosessi ja ympäristöystävällinen rakenne. Lisäksi väriainekennot ovat kevyitä ja taipuisia, minkä vuoksi niitä voidaan soveltaa monessa käyttökohteessa.[57][58]

Väriainekennoja on hyvän diffuusin säteilyn absorptio-ominaisuuden ansiosta suositeltu jopa sisätilakäyttöön kierrättämään erilaisten valolaitteiden säteilyä. Laboratorioolosuhteissa väriainekennoilla on saavutettu jopa 14.1 % hyötysuhde. Käyttösovelluksissa väriainekennot toimivat 11 % hyötysuhteella.[57][58] Väriainekennojen teoreettinen maksimihyötysuhde on väriainekennojen kehittäjän Michael Graetzelin mukaan 32 %.

Väriainekennoteknologioilla on kuitenkin monia ongelmia. Koska kennojen elektrolyytti on nestemäinen, lämpötilan vaihtelut tuottavat ongelmia. Mikäli lämpötila laskee liian paljon, elektrolyytti saattaa jäätyä, minkä seurauksena sähköntuotanto lakkaa ja kenno vaurioituu. Väriainekenno kuuluu myös niihin lupaaviin aurinkosähköteknologioihin, jotka tarvitsevat vielä lisää kehittämistä suuren tuotantovolyymien ja kaupallistamisen saavuttamiseksi.

## 4.5 Yhteenveto

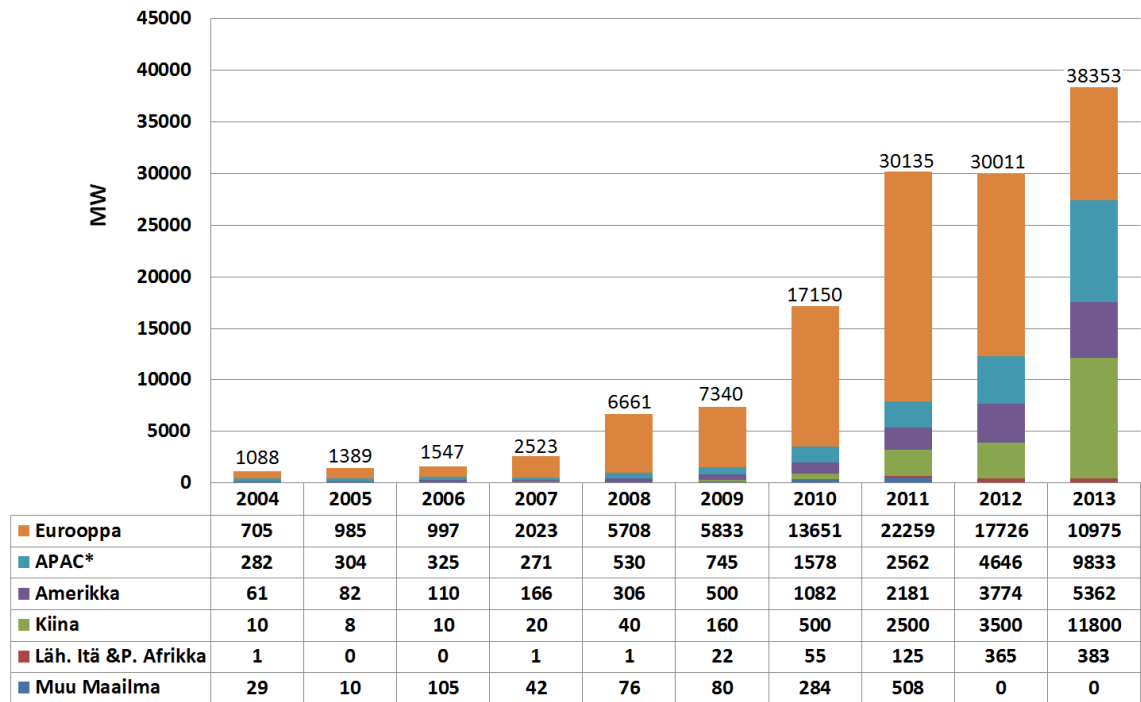
Vaikka aurinkopaneeliteknologia on kehittynyt huimasti viimeisten vuosien aikana ja uusia aurinkokennotekniikoita on ilmestynyt markkinoille, yksi- ja monikiteiset piikidekennot johtavat edelleen aurinkosähkömarkkinoita. Samaan aikaan uudet tekniikat ovat kuitenkin alkaneet saada lisää markkinaosuutta. Aurinkopaneeleiden huomioon otettavien ominaisuuksien määrä on suuri, mikä tekee niiden vertailemisen keskenään vaikeaksi. Aurinkopaneeleita hankittaessa tulee kiinnittää huomiota paneelien takuuseen, hyötysuhteeseen, painoon, nimellistehoon, kokoon, lämpötilakertoimeen, valmistajaan ja niiden muihin ominaisuuksiin. Merkittävä tekijä aurinkosähköjärjestelmän hankinnassa on kuitenkin paneelien hinta. Tällä hetkellä markkinoilla on saatavilla yksi- ja monikiteisten aurinkopaneeleiden lisäksi a-Si-, CIGS- ja CdTe-paneeleita. Liitteessä 1 on koottu eri paneelivalmistajien paneeleita sekä niiden ominaisuuksia. Näitä paneeleita tullaan vertailemaan luvussa 6.

## 5 AURINKOSÄHKÖMARKKINAT

Aurinkopaneelimarkkinat ovat kasvaneet huimasti viimeisten 10 vuoden aikana. Vuonna 2009 koko maailman aurinkopaneelien kumulatiivinen kapasiteetti oli yli 23 GW ja vuotta myöhemmin 40.3 GW. Vuonna 2011 saavutettiin 70.5 GW kapasiteetti. Tämä tarkoittaa, että kahdessa vuodessa maailman aurinkopaneelien kumulatiivinen kapasiteetti nousi 204 %. Vuonna 2012 ylitettiin 100 GW raja ja vuonna 2013 saavutettiin 138.9 GW kapasiteetti. Tämän ansiosta pystytään tuottamaan vähintään 160 TWh sähköä vuosittain. Määrällä pystyttäisiin kattamaan 45 miljoonan eurooppalaisen kotitalouden sähköntarve, mikä vastaa n. 32 hiilivoimalaitoksen sähköntuotantoa.[59]

Eurooppa on ollut ja on johtava alue aurinkopaneelimarkkinoilla. Kuitenkin viimeisten kolmen vuoden aikana sen osuus koko maailman aurinkopaneelien kumulatiivisesta kapasiteetista on laskenut, vuonna 2010 se oli 75 % ja laski vuonna 2011 59 %:iin. Syyinä on muiden alueiden aurinkopaneelimarkkinoiden nousu, mutta myös Euroopassa tapahtuvien asennusten määrän lasku. Vuonna 2011 Euroopassa asennettiin aurinkopaneeleita yli 22 GW ja koko maailmassa 30 GW:n edestä. Vuonna 2013 asennusten määrä Euroopassa putosi 10 GW, kun taas koko maailmassa asennusten määrä nousi yli 38 GW. Euroopan aurinkopaneelimarkkinoiden taantuman on selitetty syntyneen alueella vaikuttaneen talouskriisin seurauksena sekä eräänlaisena vuosien 2010 ja 2011 buumin jälkeisenä stabilointivaiheena. Asennusten lasku on johtunut enimmäkseen Euroopan aurinkoenergiamarkkinoiden johtavien maiden Italian ja Saksan asennusten laskusta Italiassa ja Saksassa. Kuvassa 5.1 on esitetty vuotuinen maailmanlaajuinen aurinkopaneelien asennuskapasiteetti vuosilta 2000 -2013.[59]





\* APAC = Asia Pacific. Sisältää Aasian maat (lukuunottamatta Kiinaa) sekä Australian ja muut tyynen valtameren maat.

**Kuva 5.1** Vuotuinen maailmanlaajuinen asennusten kehitys vuosilta 2004-2013. Muokattu lähteestä [59].

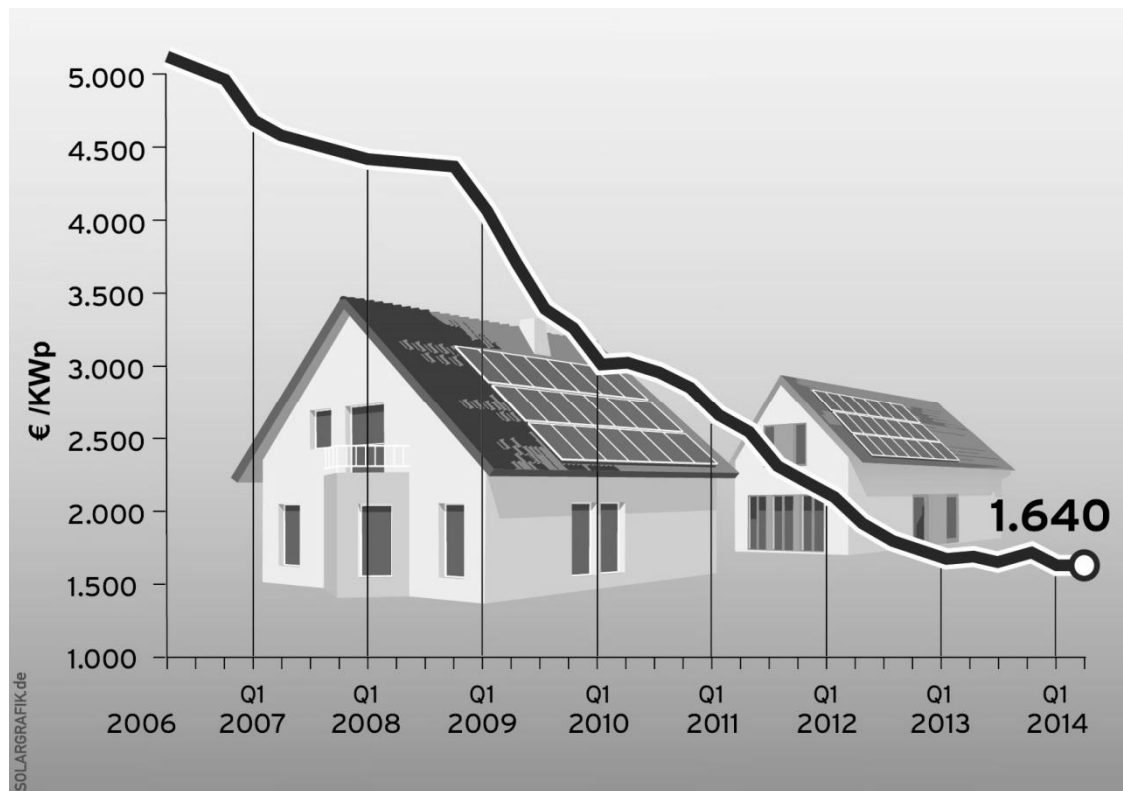
Edistyksestä huolimatta monilla alueilla, joissa aurinkosähköllä on valtava potentiaali, aurinkopaneelimarkkinat eivät ole saaneet toistaiseksi jalansijaa. Tällaisia alueita ovat muun muassa Afrikka ja Etelä-Amerikka. Suuria tulokkaita aurinkosähkömarkkinoilla ovat olleet Kiina, Japani, Etelä-Korea, Australia, Taiwan ja Thaimaa sekä Pohjois-Amerikka.[59]

## 5.1 Verkkopariteetti

Aurinkosähkömarkkinoiden suurin haaste on saavuttaa niin sanottu verkkopariteetti. Verkkopariteetti saavutetaan silloin, kun jollakin vaihtoehtoisella sähköenergiateknologialla voidaan tuottaa sähköä sähköverkosta saadun sähkön hintaan verrattuna samalla tai alhaisemmalla hinnalla. Tällöin hinta on kilpailukykyinen muiden sähköntuotantotapojen kanssa.

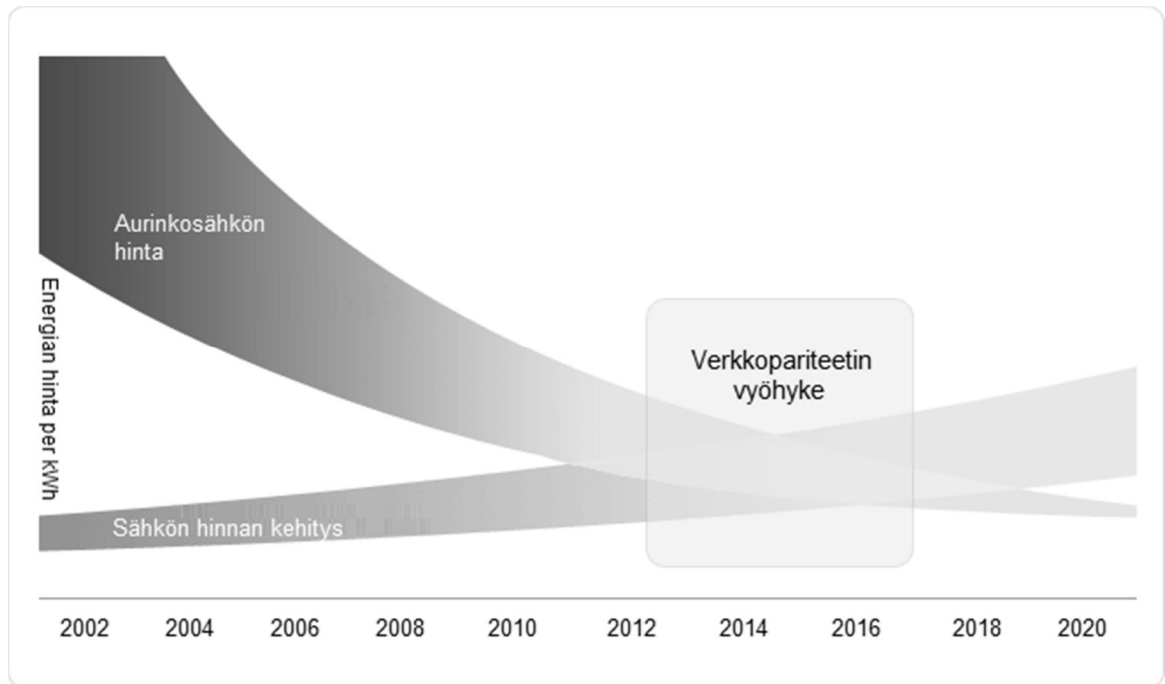
Moneen vuoteen sähkön tuottaminen aurinkopaneeleilla ei ole ollut kannattavaa. Monet valtiot, erityisesti Euroopassa, ovat kuitenkin halunneet suosia uusiutuvia sähköenergiateknologioita tukemalla näitä niin sanotuilla syöttötariffeilla. Syöttötariffilla tarkoitetaan sähköntuotannon tukimuotoa, jonka avulla tuottaja saa markkinahintaa korkeamman hinnan tuottamalleen sähkölle.[60] Syöttötariffien tarkoitus on edistää uusiutuvien sähköenergiateknologioiden tuotantoa ja kehitystä sekä mahdollistaa verkkopariteetin saavuttaminen tulevaisuudessa ilman syöttötariffia.

Aurinkopaneeliteknologian kehityksen kautta pystytään tuottamaan aurinkopaneeleja edullisemmin ja paremmalla hyötysuhteella. Lisäksi tuotantovolyymin kasvun kautta aurinkopaneelien hinnat on saatu laskemaan entisestään. Saksassa, jossa aurinkopaneelijärjestelmien hintoja on seurattu jo pidemmän aikaa, keskimääräinen lopullinen hinta katolle asennetuille alle 10 kWp järjestelmille on pudonnut vuodesta 2006 noin 68 %, joten lopulliseksi hinnaksi on tullut 1.64 €/kWp, kuten kuvassa 5.2 näkyy. Moduulien hinnat ovat pudonneet vuoden 2010 1,95 €/Wp:sta 0,66 €/Wp:iin vuonna 2014.[61]



**Kuva 5.2** Asennettujen alle 10 kWp järjestelmien kustannuskehitys Saksassa kWp kohden vuodesta 2006 lähtien (hinnat eivät sisällä arvonlisäveroa). Muokattu lähteestä [62].

Samaan aikaan sähköenergian tarve maailmalla kasvaa ja sähkön hintaa nousee. Suomessa sähkömarkkinoiden sähkönhinnan nousu on ollut jatkuvaa ja on noussut vuoden 2006 kilowattituntihinnasta 7,18 snt vuoden 2014 hintaan 12,13 snt.[63] Samaa trendiä näkyy muu maailmakin seuraavan. Näiden seurauksena verkkopariteetin saavuttaminen alkaa olla mahdollista, ja paikoin se on jopa saavutettu. Verkkopariteetti on saavutettu Yhdysvalloissa Havaijin, Kalifornian, Massachusetin ja Connecticutin osavaltioissa.[64] Havaiji saavutti verkkopariteetin jo vuonna 2011.[65] Maaliskuussa 2014 uusiutuviin energiamuotoihin erikoistuva konsultointiyhtiö ECLAREON:in tekemän tutkimuksen mukaan verkkopariteetti on saavutettu Saksassa, Italiassa ja Espanjassa.[66] Kuvassa 5.3 on havainnollistettu, miten verkkopariteetti saavutetaan.



**Kuva 5.3** Verkkopariteetin saavuttamisen havainnekuva. Muokattu lähteestä [67].

Japanin NEDO jakaa verkkopariteetin saavuttamisen kolmeen vaiheeseen:

1. Omakotitalouksissa tuotettu aurinkosähkön hinta saavuttaa verkosta ostetun sähkön hinnan.
2. Aurinkosähkön hinta saavuttaa teollisuuden sähkön hinnan
3. Aurinkosähkön hinta on yhtä suuri kuin muilla tekniikoilla tuotettu energiahinta.

Tämä järjestys johtuu siitä, että kotitalouksien sähkön hinta on suurempi kuin teollisuuden ja sähkön energiahinta.[68] Sähkön energiahinnan saavuttaminen tulee olemaan vaikeata, sillä se muodostaa vain murto-osan asiakkaiden sähkölaskun kokonaishinnasta. Tämän takia aurinkosähkön tuottaminen oman sähkönkulutuksen kattamiseen on kannattavampaa kuin myyntiin. Valtioiden myöntämien tukien myötä suurienkin aurinkosähkövoimaloiden rakentaminen sähkön myyntiä varten on kuitenkin ollut kannattavaa.

## 5.2 Sähkön hinnan muodostuminen Suomessa

Suomessa sähkön hinta muodostuu kolmesta osasta, sähköenergian sähkömyynnin osuudesta, sähkönsiirron osuudesta ja veroista.

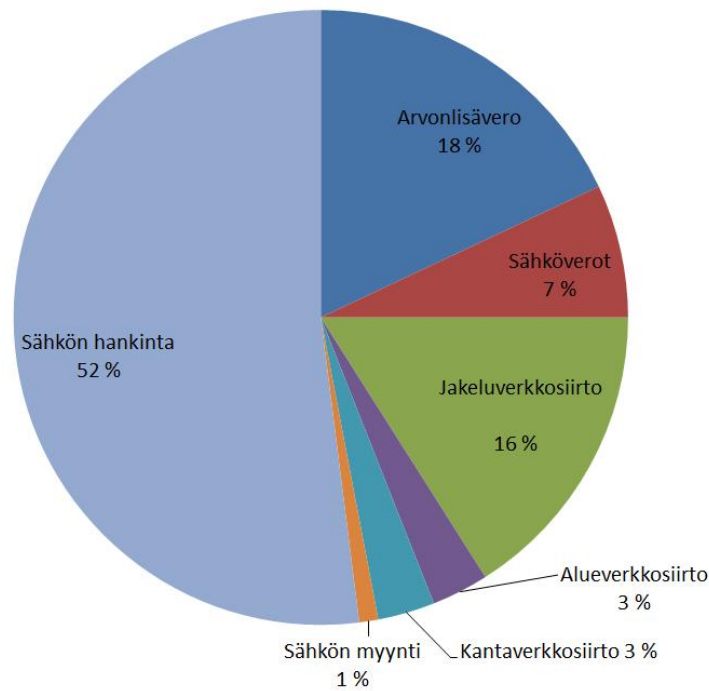
Sähköenergian sähkömyynti on varsinaisen sähköenergian hinta, jonka määrittelee sähkön myyjä. Tämä osuus on ainoa kilpailutettava tekijä sähkön hinnan muodostumisessa ja se sisältää sähkön tukkumarkkinahinnan lisäksi myyntikustannukset, joihin kuuluvat muun muassa laskutuksesta, asiakaspalveluksesta sekä hallinnosta aiheutuvat

kustannukset. Sähkönmyyjä voi hankkia sähkönsä omilta voimalaitoksiltaan tai pohjoismaisesta sähköpörssistä.[69][70]

Sähkön siirto jakautuu kantaverkko-, alueverkko- ja jakeluverkkosiirtoon, joista suurimman osan muodostavat jakeluverkkosiirtomaksut. Sähkönsiirtomaksuilla katetaan sähköverkkotoiminnan liittyvät kustannukset kuten verkkoon sitoutunut pääoma sekä sähköverkon ylläpito, kehittäminen ja laajentaminen. Sähkön siirtohintaa ei voi kilpailuttaa, jonka vuoksi sen kohtuullisuutta valvoo energiamarkkinavirasto.[69][70]

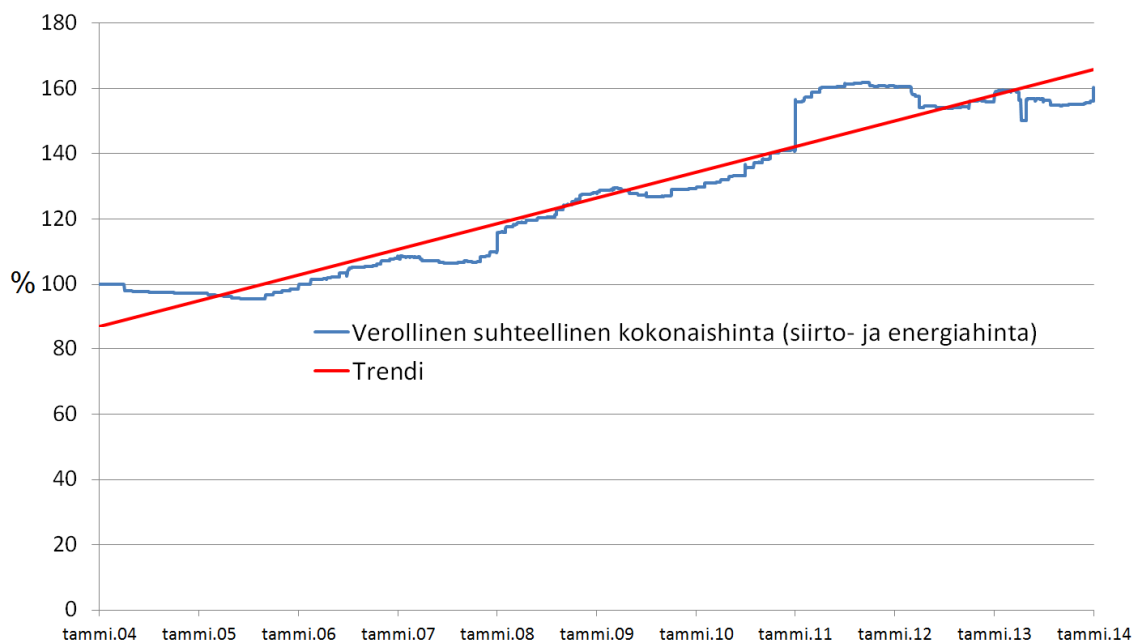
Sähköveroa maksetaan sähkön kulutuksesta, joka muodostuu sähkön valmisteverosta ja huoltovarmuusmaksusta. Sähkövero peritään siirtomaksun yhteydessä. Verotuksessa sähkönkäyttäjät jaetaan kahteen veroluokkaan, jotka määräytyvät käyttäjän kulutuskohteesta. Ensimmäiseen sähköveroluokkaan kuuluvat yksityistaloudet, maa- ja metsätalous, rakentaminen sekä palvelutoiminta. Toiseen sähköveroluokkaan kuuluvat valmistava teollisuutta harjoittavat teollisuusyritykset ja kasvihuoneviljelijät. Vuoden 2014 alusta lähtien ensimmäisen sähköveroluokan vero nousi 2,35972 snt/kWh (alv 24 %), toisen sähköveroluokan vero on 0,87172 snt/kWh (alv 24 %).[71] Omakotitalouksissa sähkönenergian hankintahinta muodostaa noin 35 % sähkön kokonaishinnasta, josta 7 % menee sähkön myyntiin, 29 % sähkön siirtoon ja 30 % veroihin.

Teollisuudessa verojen ja siirtokustannusten osuus kokonaishinnasta on pienempi riippuen teollisuudesta. Periaatteessa pk-teollisuuden sähkön energiahinta muodostuu vastaavalla tavalla kuin kotitalouskuluttajan, eli sähkön vähittäismyyjän tarjousten pohjalta. Energiahinta voi käytännössä olla kilpailusta johtuen hieman alle kotitalouskuluttajan hinnan. Suurteollisuus voi mahdollisesti ostaa sähköenergiaa suoraan tukkumarkkinoilta, jolloin hinta määräytyy suuremmin markkinahinnan mukaan. Sähkönsiirrosta teollisuusasiakas maksaa siirtotariffin mukaista hintaa. Jos asiakas liittyy verkkoon keskijännitetasolla, niin siirtohintaa on alhaisempi, koska keskijänniteverkon tariffiin ei ole kohdistettu pienjänniteverkon kustannuksia. Vastaavasti tapahtuu myös ylemmillä jännite-tasoilla. Lisäksi mikäli asiakas kuuluu toiseen sähköveroluokkaan energian hinnan osuus sähkölaskussa kasvaa jopa 50 %. Kuvassa 5.4 on esitetty keskisuuren teollisuusasiakkaan sähkön hinnan muodostuminen.



**Kuva 5.4** Keskiuuden teollisuusasiakkaan sähkön hinnan muodostuminen

Sähkön hinta Suomessa on melkein jatkuvasti ollut nousussa, mikä vaikuttaa positiivisella tavalla aurinkopaneelien kannattavuuteen. Kuvassa 5.5 on esitetty Suomen suhteellinen sähkön hinnan kehitys viimeisen 10 vuoden ajalta.



**Kuva 5.5** Suhteellinen kokonaissähkön hinnan kehitys 35000 kWh/v asiakkaalle vuosina 2004-2014.[63]

Kuvaajasta voimme laskea, että sähkön hinta on noussut viimeisen kymmenen vuoden aikana tarkalleen 60 %. Sähkön hinta 35000 kWh/v asiakkaalle oli vuoden 2004 alussa

7,91 snt/kWh ja nousi vuoden 2014 alkuun mennessä 12,68 senttiin kilowattituntia kohden. Tätä 6 % vuosikasvua käytetään myöhemmin talouslaskelmissa.

## 6 ENERGIAN TUOTANTO

Tässä luvussa vertaillaan eri aurinkopaneeleilla toteutettujen 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmien energian tuotantoa. Koska tutkimuksessa halutaan erityisesti selvittää aurinkopaneelitekniikan soveltuvuutta Pohjanmaalla, voimalaitoksen oletetaan sijaitsevan Seinäjoen alueella. Kohdetta ei määritellä tarkasti, vaan laskelmat on toteutettu yleisellä tasolla. Työssä tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmien energiantuotantoa yksi- ja monikiteisillä piikennoilla sekä CdTe -, CIGS - ja a-Si-kennoilla. Vertailu on tehty olettaen, että paneelit asetetaan Seinäjoen alueen optimikallistuskulmaan, joka on PVGIS ohjelman mukaan  $44^\circ$ . [8] Työssä hyödynnetään Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen JRC:n, PVGIS- aurinkosäteilytietojärjestelmää. Järjestelmän avulla voidaan selvittää yhden neliömetrin tasoon saapuvan auringonsäteilyn energiamäärä kuukautta kohden tason ollessa eri kallistuskulmissa, kuten taulukossa 6.1 on esitetty.

**Taulukko 6.1** Yhden neliömetrin tasoon saapuva energiamäärä Seinäjoen alueella jokaiselle vuoden kuukaudelle pinnan ollessa  $20^\circ$ ,  $44^\circ$  tai  $90^\circ$  kallistuskulmassa.

Kuukausi	Säteilyenergia (kWh/m <sup>2</sup> /kk)		
	$\alpha = 20^\circ$	$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$
tammi	12,2	<b>18,80</b>	22,8
helmi	40,2	<b>56,70</b>	63,0
maalis	78,6	<b>94,60</b>	87,7
huhti	131	<b>142,00</b>	109,0
touko	169	<b>168,00</b>	111,0
kesä	172	<b>164,00</b>	102,0
heinä	169	<b>164,00</b>	105,0
elo	125	<b>128,00</b>	90,9
syys	76,2	<b>85,50</b>	72,3
loka	38,5	<b>48,00</b>	47,5
marras	13,6	<b>19,10</b>	21,6
joulu	6,04	<b>9,57</b>	11,9
<b>Yhteensä</b>	<b>1031</b>	<b>1098</b>	<b>845</b>

Usein aurinkosähköjärjestelmien energiatuotantoa arvioidaan aurinkovoimalaitoksen huippukäytön aikaisesta nimellistehosta. Paneelien keskinäisen vertailun mahdollistamiseksi tässä työssä energiatuotanto arvioidaan kuitenkin seuraavalla kaavalla,

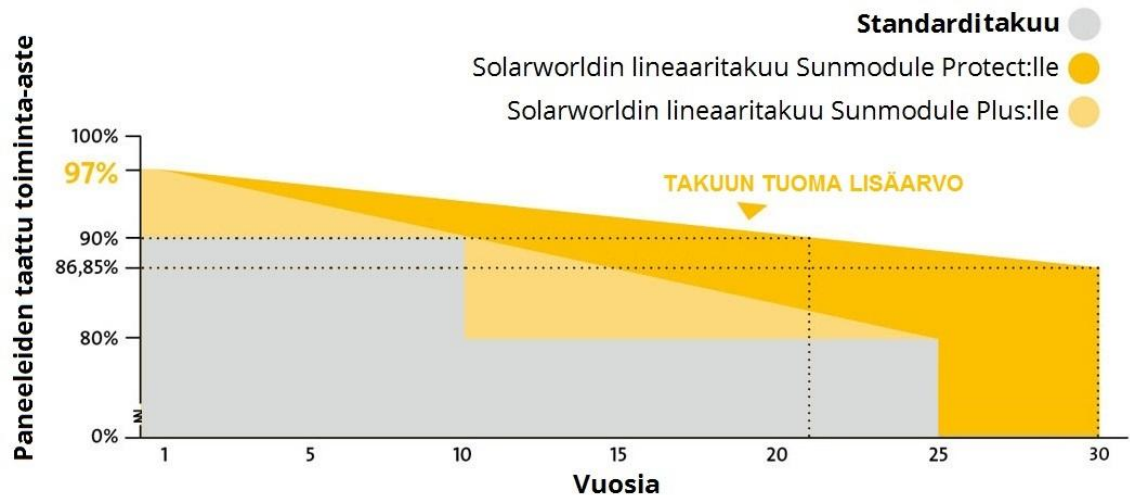
$$E = A \cdot \eta \cdot H_m \cdot PR, \quad (6.1)$$

jossa  $E$  on aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia (kWh),  $A$  paneelien pinta-ala ( $\text{m}^2$ ),  $\eta$  paneelin hyötysuhde (%),  $H_m$  yhden neliömetrin tasoon saapuvan auringonsäteilyn energiamäärä kuukaudessa ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{kk}$ ) ja  $PR$  järjestelmähyötysuhde (engl. performance ratio).

Järjestelmähyötysuhde (PR) on merkittävä tekijä aurinkosähköjärjestelmien tuotannon arvioinnissa. Järjestelmähyötysuhde saadaan aurinkosähköjärjestelmän todellisen ja teoreettisen tuotannon välisestä suhteesta. Koska PR on riippumaton voimalaitoksen suuntauksesta ja auringon säteilyn intensiteetistä, voidaan sillä verrata eri puolilla maailmaa sijaitsevien aurinkovoimalaitoksien laatua. Tämän vuoksi järjestelmähyötysuhde toimii eräänlaisena aurinkosähköjärjestelmien laatukertoimenä. Käytännössä PR kertoo, kuinka suuri osa energiasta menetetään erilaisista häviöistä johtuen. PR:n arvo on yleensä 0,5 ja 0,8 välillä. Järjestelmähyötysuhteeseen vaikuttavat muun muassa paneelien lämpenemisestä aiheutuva hyötysuhteen aleneminen, inverttereistä ja kaapeleista johtuvat tehohäviöt, mahdolliset ympäristöstä tai paneelien pintojen likaantumisen aiheuttamat varjostukset sekä heijastukset paneelien pinnalla. Usein PR:n lähtöarvo on 0,75.[72] Tässä työssä PR:n arvona on käytetty JRC:n PVGIS-ohjelman laskemaa lukua, jossa on huomioitu lämpötilasta ja diffuusista säteilystä johtuvat häviöt, paneelin pintaheijastuksista aiheutuvat häviöt sekä invertterien, kaapeleiden ja muiden laitteistojen aiheuttamat tehohäviöt.

Vuotuisen energiatuotannon lisäksi arvioidaan voimalaitoksen koko elinkaarensa aikana tuottaman sähköenergian määrää. Arvioinnissa hyödynnetään paneelien valmistajien antamia tuotantotakuuta. Tässä työssä investoinnin pitoajan ja aurinkopaneelien käyttöiän arvioidaan yleisen käytännön mukaan olevan 30 vuotta.[31] Paneelien käyttöiän aikana niiden hyötysuhde laskee. Yleisin aurinkopaneelille annettu tuotantotakuu on porrastettu 25 vuoden ajanjaksoille siten, että ensimmäiset 10 vuotta aurinkopaneelit tuottavat 90 % ja seuraavat 15 vuotta 80 % nimellistehostaan. Viime vuosina teknologian kehittyessä ja kilpailun kiristyessä jotkin aurinkopaneelivalmistajat ovat kuitenkin ryhtyneet tarjoamaan parempia tuotantotakuuta. Monet valmistajat tarjoavat porrastettujen takuiden sijaan lineaarisia takuita. Esimerkiksi Solarworld-yhtiö lupaa Sunmodule Plus -aurinkopaneelilleen 25 vuoden lineaarisen tuotantotakuun, jossa paneelin nimellisteho laskee enintään 0,7 % vuodessa. Sunmodule Protect -paneelilleen yhtiö lupaa 30 vuoden lineaarisen tuotantotakuun, jossa ensimmäisen vuoden jälkeen paneelin nimellisteho laskee enintään 0,35 % vuodessa. Kuvassa 6.1 vertaillaan erilaisia takuita.[73]





**Kuva 6.1** Solarworldin tarjoamat lineaaritakuut sekä markkinoilla hallitseva standarditakuu. Muokattu lähteestä [73].

Koska standarditakuulla laskettu elinkaaren tuotanto antaa todellisuutta huonommat lukemat, tuotanto porrastetaan useampaan osaan taulukon 6.2 mukaisesti.

**Taulukko 6.2** Aurinkosähkömarkkinoilla vallitseva porrastettu standarditakuu ja työssä käytetty porrastus voimalaitoksen elinkaaren tuotannon arvioinnissa.

Yleinen tuotantotakuu		Työssä käytetty porrastus	
1-10 vuotta	90 %	1-5 vuotta	95 %
		6-10 vuotta	90 %
11-25 vuotta	80 %	11-18 vuotta	85 %
		19-25 vuotta	80 %
		26-30 vuotta	75 %

Niille paneeleille, joille on annettu lineaarinen tuotantotakuu, lasketaan elinkaaren tuotanto takuun mukaan. Koska useimmiten tuotantotakuu on annettu 25 vuoden ajanjaksolle, viimeisen 5 vuoden tuotannon lasketaan olevan 75 % nimellistehosta kaikilla paneeleilla. Voimalaitosten tuotanto on suoraan verrannollinen niiden kokoon, esimerkiksi 50 kW voimalaitoksen tuotanto on 2,5 kertaa suurempi kuin 20 kW.

## 6.1 m-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot

Tässä kappaleessa tarkastellaan yksikiteisillä aurinkopaneeleilla toteutettujen aurinkovoimalaitosten tuotantoa kuutta eri paneelia vertaillen. Yhdenmukaisuuden vuoksi paneelit on pyritty valitsemaan siten, että niiden nimellisteho on 250–260 Wp. Seuraavassa taulukossa on esitetty valittujen paneelien valmistajat, mallit, nimellistehot, hyötysuhteet ja paneelien pinta-alat.

**Taulukko 6.3** Tarkasteltavat yksikiteiset aurinkopaneelit ja niiden ominaisuudet

Paneeli valmistaja	Malli	Paneelin nimellisteho (Wp)	Paneelin hyötysuhde (%)	Paneelin Pinta-ala (m <sup>2</sup> )
AXITEC	AC-250 M	250	15,4 %	1,63
SUNTECH	STP-255-20/Wdb	255	15,7 %	1,63
Yingli Green energy	Panda YL260C-30b	260	15,9 %	1,63
NAPS	Saana 260 LM3 MBW	260	16,6 %	1,60
Solar world	Sunmodule Plus SW 270 mono	270	16,1 %	1,68
Q-cells	Q.PEAK-G3	280	16,8 %	1,67

Paneelien tuotanto voidaan laskea edellisen taulukon sekä taulukon 6.1 avulla käyttäen kaavaa 6.1. Paneelin hyötysuhde kerrotaan paneelin pinta-alan, säteilyintensiteetin kanssa, jolloin saadaan yhden paneelin teoreettinen tuotanto, jolloin PR on 1, koska laskelmissa ei oteta huomioon paneelissa ja koko järjestelmässä tapahtuvia häviöitä. Järjestelmään tarvittava paneelien lukumäärä saadaan selville jakamalla voimalaitoksen nimellisteho paneelin nimellisteholla. Esimerkiksi 20 kW järjestelmässä AXITEC AC-250 M tarvittavien paneelien lukumäärä saadaan seuraavasti.

$$\frac{20000 \text{ Wp}}{250 \text{ Wp}} = 80 \text{ kpl}$$

Kun paneelien lukumäärä kerrotaan yhden paneelin teoreettisella tuotannolla, saadaan koko voimalaitoksen teoreettinen tuotanto. Voimalaitoksen varsinainen tuotanto saadaan kertomalla teoreettinen tuotanto voimalaitoksen järjestelmähyötysuhteella (PR). Optimaalisessa (44°) kallistuskulmassa oleville järjestelmille JRC:n PVGIS-ohjelman mukaan järjestelmässä syntyy häviöitä yhteensä 22.1 %. Näin ollen järjestelmähyötysuhde (PR) on 0.779. Taulukossa 6.4 on laskettu paneeleilla toteutetun 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmän teoreettinen ja todellinen tuotanto 44° sekä vertailun vuoksi 20° ja 90° kallistuskulmille.

**Taulukko 6.4** *m-Si paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän tuotanto 44°, 90° ja 20° kallistuskulmissa.*

20 kWp järjestelmän tuotanto (kWh/a)					
Valmistaja	Malli	$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 20^\circ$	
Yingli Green energy	Panda YL260C-30b	21942	16876	20605	PR = 1
		<b>17093</b>	<b>13147</b>	<b>16051</b>	PR = 0,779
Solar world	Sunmodule Plus SW 270 mono	21961	16891	20623	PR = 1
		<b>17108</b>	<b>13158</b>	<b>16065</b>	PR = 0,779
Q-cells	Q.PEAK-G3	22009	16928	20668	PR = 1
		<b>17145</b>	<b>13187</b>	<b>16100</b>	PR = 0,779
NAPS	Saana 260 LM3 MBW	22172	17053	20821	PR = 1
		<b>17272</b>	<b>13284</b>	<b>16219</b>	PR = 0,779
SUNTECH	STP-255-20/Wdb	22002	16922	20661	PR = 1
		<b>17139</b>	<b>13182</b>	<b>16095</b>	PR = 0,779
AXITEC	AC-250 M	22013	16930	20671	PR = 1
		<b>17148</b>	<b>13189</b>	<b>16103</b>	PR = 0,779

Taulukosta 6.4 huomataan, että erot paneelien tuotannossa ovat noin 1 %. Taulukossa 6.5 verrataan myös paneelien koko elinkaaren tuotantoa 20 kW:n järjestelmässä 25:n ja 30:n vuoden ajanjaksolla paneelien ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa. Lyhenne (lin) viittaa lineaariseen tuotantotakuuseen ja (por) porrastettuun.

**Taulukko 6.5** *m-Si -paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän koko elinkaaren tuotanto kallistuskulman ollessa  $\alpha = 44^\circ$ , sekä valmistajan ilmoittama tuotantotakuu.*

Valmistaja	Malli	Tuotantotakuu	25 v. Tuotanto (kWh)	30 v. Tuotanto (kWh)
AXITEC	AC-250 M	97 % (1a), 85 (2 - 25a) lin	389516	500021
Q-cells	Q.PEAK-G3	97 % (1a), -0.6 %/a (2-25a) lin	397947	455017
SUNTECH	STP-255-20/Wdb	97 % (1a), -0.7 %/a (2 - 25 a) lin	382512	446783
Solar world	Sunmodule Plus SW 270 mono	-0.7 %/a (1 - 25 a) lin	390863	445672
Yingli Green energy	Panda YL260C-30b	98 % (1a), 92 % (10a), 82 % (25a) por	377927	442026
NAPS	Saana 260 LM3 MBW	90 % (10a), 80 % (25a) por	373075	437845

Huomataan, että koko elinkaaren tuotannon vaihtelu paneelien kesken on suurimmillaan n. 14 %. Vertailtaessa taulukkoa 6.4 ja taulukkoa 6.5 huomataan, että NAPS:n Saana 260 LM3 MBW -paneelin tuotanto on suurempi kuin muiden paneelien, mutta koko

elinkaaren tuotanto on muita paneeleita pienempi. Kokonaisuudessaan tuotannon kannalta parhaimmat paneelit ovat AXITEC:n AC250 ja Q-Cells:n Q.PEAK-G3.

## 6.2 mc-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot

Tässä kappaleessa tarkastellaan monikiteisillä aurinkopaneeleilla toteutettujen aurinkovoimalaitosten tuotantoa vertaillen viiden eri paneelin tuotantoa. Tässäkin tapauksessa paneelit on valittu siten, että niiden nimellisteho olisi mahdollisimman lähellä 250 Wp aluetta. Taulukossa 6.6 on esitetty valittujen paneelien valmistajat, mallit, nimellistehot, hyötysuhteet ja paneelipinta-alat.

**Taulukko 6.6** Tarkasteltavat monikiteiset aurinkopaneelit ja niiden ominaisuudet

Valmistaja	Malli	Paneelin nimellisteho (Wp)	Paneelin hyötysuhde (%)	Paneelin Pinta-ala (m <sup>2</sup> )
Heckert Solar	NeMo	220	15,0 %	1,47
NAPS	Pallas 210-220 TP3 MBW	220	15,6 %	1,44
Yingli Green energy	YGE 48	245	16,2 %	1,63
Q-cells	Q.PRO BLK-G3	250	15,9 %	1,67
Solar world	Sunmodule Protect 250	250	14,9 %	1,67

Paneeleiden energiatuotannot lasketaan noudattamalla samaa periaatetta kuin kappaleessa 6.1 yksikiteisillä paneeleilla. Monikiteisten kennojen järjestelmähyötysuhde (PR) on sama kuin yksikiteisillä eli 0,779.[8] Seuraavassa taulukossa on laskettu mc-Si -paneeleilla toteutetun 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmän teoreettinen ja todellinen tuotanto 44°, 20° ja 90° kallistuskulmille.

**Taulukko 6.7** *mc-Si -paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän tuotanto 44°, 90° ja 20° kallistuskulmissa*

20 kWp järjestelmän tuotanto (kWh/a)					
Valmistaja	Malli	$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 20^\circ$	
Yingli Green energy	YGE 48	23725	18247	22279	PR = 1
		<b>18482</b>	<b>14215</b>	<b>17356</b>	PR = 0,779
Heckert Solar	NeMo	21980	16906	20641	PR = 1
		<b>17123</b>	<b>13169</b>	<b>16079</b>	PR = 0,779
Q-cells	Q.PRO BLK-G3	23330	17943	21908	PR = 1
		18174	13978	17066	PR = 0
NAPS	Pallas 210-220 TP3 MBW	22499	17304	21128	PR = 1
		<b>17526</b>	<b>13480</b>	<b>16458</b>	PR = 0,779
Solar world	Sunmodule Protect 250	21863	16815	20530	PR = 1
		<b>17031</b>	<b>13099</b>	<b>15993</b>	PR = 0,779

Taulukosta 6.7, että erot paneelien tuotannossa ovat noin 8 %. Seuraavaksi verrataan paneelien koko elinkaaren tuotantoa 20 kW:n järjestelmässä 25:n ja 30:n vuoden ajanjaksoilla paneelien ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa.

**Taulukko 6.8** *Mc-Si paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän elinkaaren tuotanto kallistuskulman ollessa  $\alpha = 44^\circ$ , sekä valmistajan ilmoittama tuotantotakuu.*

Paneeli valmistaja	Malli	Tuotantotakuu	25 v. Tuotanto (kWh)	30 v. Tuotanto (kWh)
Solar world	Sunmodule Protect 250	-0.35 %/a (30) lin	406933	484126
Q-cells	Q.PRO BLK-G3	97 % (1a), -0.6 %/a (25a) lin	410400	478552
Yingli Green energy	YGE 48	91.2 % (10a), 80.7 % (25a) por	404179	473486
NAPS	Pallas 210-220 TP3 MBW	90 % (10a), 80 % (25a) por	379447	445171
Heckert Solar	NeMo	90 % (10a), 80 % (25a) por	370708	434918

Elinkaarien tuotannot paneelien kesken ovat suurimmillaan n. 11 %. Vertaillen taulukoita 6.7 ja 6.8 nähdään, että Solar World:n Sunmodule Protect 250 -paneelin lineaarisen takuun ansiosta sen elinkaaren tuotanto 30 vuodelle on muita paneelityyppejä parempi, vaikka sen tuotanto nimellistehollaan onkin muita paneelityyppejä matalampi.

### 6.3 a-Si aurinkosähköjärjestelmien tuotannot

Seuraavaksi tarkastellaan amorfisilla aurinkopaneeleilla toteutettujen aurinkovoimalaitosten tuotantoa. Tässä tapauksessa vertaillaan kolmen eri amorfisen paneelin tuotantoa toisiinsa. Amorfisten paneelien nimellistehot ovat yleensä 140 -150 Wp suuruisia. Taulukossa 6.9 on esitetty valittujen paneelien valmistajat, mallit, nimellistehot, hyötysuhteet ja paneelipinta-alat.

**Taulukko 6.9** Tarkasteltavat amorfiset aurinkopaneelit ja niiden ominaisuudet

Valmistaja	Malli	Paneelin nimellisteho (Wp)	Paneelin hyötysuhde (%)	Paneelin Pinta-ala (m <sup>2</sup> )
IRES	X Series	140	9,80 %	1,43
Baoding TianWei Solar	TW-TF 118-140	140	9,80 %	1,43
NextPower	Xtreme+	150	10,40 %	1,54

Amorfisten paneelien järjestelmähyötysuhdetta ei pystytä määrittelemään samalla tavalla kuin yksi- ja monikiteisillä paneeleilla, sillä PVGIS –ohjelma laskee häviöt ainoastaan niille aurinkosähköjärjestelmille, joissa on käytetty piikidepaneeleita, CIGS-paneeleita tai CdTe-paneeleita. Merkittävin aurinkosähköjärjestelmien järjestelmähyötysuhteen eroavaisuuksiin vaikuttava tekijä on paneelin lämpenemisestä johtuva häviö. Amorfisten kennojen lämpötilakerroin on arvoltaan 0,3 %/°C, mikä on sama kuin CIGS-kennoilla. Tämän vuoksi oletamme järjestelmähyötysuhteen olevan yhtä suuri kuin CIGS-kennoilla eli 0,791.[8] Taulukossa 6.10 on laskettu a-Si -paneeleilla toteutetun 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmän teoreettinen ja todellinen tuotanto 44°, 20° ja 90° kallistuskulmille.

**Taulukko 6.10** a-Si paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän tuotanto 44°, 90° ja 20° kallistuskulmissa.

Valmistaja	Malli	20 kWp järjestelmän tuotanto (kWh/a)			
		$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 20^\circ$	
NextPower	Xtreme+	23453	18038	22024	PR = 1
		<b>18551</b>	<b>14268</b>	<b>17421</b>	PR = 0,791
IRES	X Series	21987	16911	20647	PR = 1
		<b>17392</b>	<b>13377</b>	<b>16332</b>	PR = 0,791
Baoding TianWei Solar	TW-TF 118-140	21987	16911	20647	PR = 1
		<b>17392</b>	<b>13376</b>	<b>16332</b>	PR = 0,791

Taulukosta 6.10 nähdään, että NextPower:n Xtreme+ -paneelin tuotanto on muita paneeleita suurempi. Vertailussa käytettyjen a-Si -paneelien tuotanto on hieman suurempi kuin m-Si paneeleilla ja samaa suuruusluokkaa kuin mc-Si paneeleilla. Taulukossa 6.11 verrataan paneelien koko elinkaaren tuotantoa 20 kW:n järjestelmässä 25:n ja 30:n vuoden ajanjaksolla paneelien ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa.

**Taulukko 6.11** *a-Si paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän elinkaaren tuotanto kallistuskulman ollessa  $\alpha = 44^\circ$ , sekä valmistajan ilmoittama tuotantotakuu.*

Valmistaja	Malli	Tuotantotakuu	25 v. tuotanto (kWh)	30 v. tuotanto (kWh)
NextPower	Xtreme+	90 % (10a), 80 % (25a) por	401639	471207
IRES	X Series	90 % (10a), 80 % (25a) por	376537	441757
Baoding Tian-Wei Solar	TW-TF 118-140	90 % (10a), 80 % (25a) por	376537	441757

Paneelien elinkaaren tuotannossa ei ole suuria eroavaisuuksia, NextPower:n Xtreme+ paneelilla on kuitenkin edelleen parempi tuotanto sen paremmasta hyötysuhteesta johtuen. Amorfisten paneelien koko elinkaaren tuotanto on samaa suuruusluokkaa kuin yksi- ja monikiteisillä paneeleilla.

## 6.4 CIGS Aurinkosähköjärjestelmien tuotannot

Tässä kappaleessa tarkastellaan CIGS-aurinkopaneeleilla toteutettujen aurinkovoimalaitosten tuotantoa vertaillen neljää eri paneelia. CIGS- paneelien nimellistehot ovat yleensä 150 -160 Wp:n suuruisia. Taulukossa 6.12 on esitetty valittujen paneelien valmistajat, mallit, nimellistehot, hyötysuhteet ja paneelipinta-alat.

**Taulukko 6.12** *Tarkasteltavat CIGS-paneelit ja niiden ominaisuudet*

Valmistaja	Malli	Paneelin nimellisteho (Wp)	Paneelin hyötysuhde (%)	Paneelin Pinta-ala (m <sup>2</sup> )
STION	STN-150	150	13,8 %	1,086
tsmc solar	TS CIGS -155	155	14,3 %	1,086
Istar Solar	IS4000C	155	14,3 %	1,086
tsmc solar	TS CIGS -160	160	14,7 %	1,086

PVGIS-ohjelman mukaan optimaalisessa kallistuskulmassa ( $44^\circ$ ) olevissa CIGS- aurinkosähköjärjestelmissä syntyvät häviöt ovat 20,9 %. Näin ollen CIGS- aurinkovoimalaitoksen järjestelmähyötysuhde (PR) on 0,791. Taulukossa 6.13 on laskettu näillä paneeleilla toteutetun 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmän teoreettinen ja todellinen tuotanto  $44^\circ$ ,  $20^\circ$  ja  $90^\circ$  kallistuskulmille.

**Taulukko 6.13** CIGS paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän tuotanto 44°, 90° ja 20° kallistuskulmissa.

		20 kWp järjestelmä tuotanto (kWh/a)			
Valmistaja	Malli	$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 20^\circ$	
tsmc solar	TS CIGS 145-160	21923	16861	20587	PR = 1
		<b>17341</b>	<b>13337</b>	<b>16284</b>	PR = 0,791
tsmc solar	TS CIGS 140-155	22014	16932	20673	PR = 1
		<b>17413</b>	<b>13393</b>	<b>16352</b>	PR = 0,791
STION	STN-150	21953	16884	20615	PR = 1
		<b>17365</b>	<b>13356</b>	<b>16306</b>	PR = 0,791
Istar Solar	IS4000C	22014	16932	20673	PR = 1
		<b>17413</b>	<b>13393</b>	<b>16352</b>	PR = 0,791

Taulukossa 6.14 verrataan paneelien koko elinkaaren tuotantoa 20 kW:n järjestelmässä 25:n ja 30:n vuoden ajanjaksolla paneelien ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa.

**Taulukko 6.14** CIGS paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän elinkaaren tuotanto kallistuskulman ollessa  $\alpha = 44^\circ$ , sekä valmistajan ilmoittama tuotantotakuu.

Valmistaja	Malli	Tuotantotakuu	25 v. tuotanto (kWh)	30 v. tuotanto (kWh)
STION	STN-150	90 % (10a), 80 % (25a) por	375946	441064
tsmc solar	TS CIGS 155	90 % (10a), 80 % (25a) por	377001	442301
Istar Solar	IS4000C	90 % (10a), 80 % (25a) por	377001	442301
tsmc solar	TS CIGS 160	90 % (10a), 80 % (25a) por	375435	440464

Taulukoista huomataan, että CIGS-paneelien elinkaarentuotanto ei myöskään poikkea suuresti yksi- ja monikiteisten paneelien tuotannosta. Lisäksi CIGS-aurinkosähköjärjestelmät tarvitsevat noin 10 % suuremman paneelipinta-alan, mikä tekee CIGS aurinkopaneeleista vähemmän houkuttelevan vaihtoehdon.

## 6.5 CdTe Aurinkosähköjärjestelmien tuotannot

Lopuksi tarkastellaan CdTe -aurinkopaneeleilla toteutettujen aurinkovoimalaitosten tuotantoa vertailemalla kolmea eri CdTe -paneelia. CdTe -paneelien nimellisteho on 70 - 95 Wp. Seuraavassa taulukossa on esitetty valittujen CdTe -paneelien valmistajat, mallit, nimellistehot, hyötysuhteet ja paneelipinta-alat.



**Taulukko 6.15** Tarkasteltavat CdTe-paneelit ja niiden ominaisuudet

Valmistaja	Malli	(Wp)	Paneelin hyötysuhde (%)	Paneelin pinta-ala (m <sup>2</sup> )
ASTOM	ASCA72	72,5	10,10 %	0,72
GE Energy	GE-CdTe83	82,5	11,50 %	0,72
First solar	FS-Series 3 – US	92,5	12,80 %	0,72

PVGIS -ohjelman mukaan optimaalisessa kallistuskulmassa (44°) olevilla CdTe -aurinkosähköjärjestelmillä häviöt ovat 16 %. Näin ollen CdTe-aurinkovoimalaitoksen järjestelmähyötysuhde (PF) on 0,84. Taulukossa 6.16 on laskettu näillä paneeleilla toteutetun 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmän teoreettinen ja todellinen tuotanto 44°, 20° ja 90° kallistuskulmille.

**Taulukko 6.16** CdTe paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän tuotanto 44°, 90° ja 20° kallistuskulmissa.

		20 kWp järjestelmän tuotanto (kWh/a)			
Valmistaja	Malli	$\alpha = 44^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 20^\circ$	
First solar	FS-Series 3 – US	21885	16832	20551	PF = 1
		<b>18383</b>	<b>14139</b>	<b>17263</b>	PF = 0,84
GE Energy	GE-CdTe83	22045	16955	20702	PF = 1
		<b>18518</b>	<b>14243</b>	<b>17390</b>	PF = 0,84
ASTOM	ASCA72	22032	16945	20689	PF = 1
		<b>18507</b>	<b>14234</b>	<b>17379</b>	PF = 0,84

Huomataan, että CdTe-paneeleilla toteutetun järjestelmän tuotanto on keskimäärin hieman muita aurinkopaneelitekniikoita suurempi. Taulukossa 6.17 verrataan paneelien koko elinkaaren tuotantoa 20 kW:n järjestelmässä 25:n ja 30:n vuoden ajanjaksolla paneelien ollessa optimaalisessa kallistuskulmassa.

**Taulukko 6.17** CdTe paneeleilla toteutetun 20 kW:n järjestelmän elinkaaren tuotanto kallistuskulman ollessa  $\alpha = 44^\circ$ , sekä valmistajan ilmoittama tuotantotakuu.

Valmistaja	Malli	Tuotantotakuu	25 v. tuotanto (kWh)	30 v. tuotanto (KWh)
ASTOM	ASCA72	90 % (10a), 80 % (25a) por	400675	470076
GE Energy	GE-CdTe83	90 % (10a), 80 % (25a) por	400915	470358
First solar	FS-Series 3 – US	90 % (10a), 80 % (25a) por	397994	466931

Tulokset osoittavat, että CdTe -paneelien elinkaaren tuotanto on hieman suurempi muihin paneeliteknologioihin verrattuna. CdTe -paneeleilla toteutetut aurinkosähköjär-

jestelmät tarvitsevat jopa 60 % suuremman pinta-alan, mikä tekee niistä vähemmän houkuttelevan vaihtoehdon.

## 6.6 Yhteenveto

Vertailtaessa eri paneelityyppien tuotantoja voidaan todeta, että a-Si-, CIGS- ja CdTe-paneelien tuotannot ovat yksi- ja monikiteisiä paneeleita parempia. Tämä johtuu suurelta osin siitä, että ohutkalvokennot pystyvät tuottamaan perinteisiä piikidekennoja paremmin sähköä hämärässä valaistuksessa ja siitä, että ohutkalvokennoilla on piikidekennoja alhaisempi lämpötilakerroin ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ). Ohutkalvokennoilla rakennettujen aurinkosähköjärjestelmien haittapuolena kuitenkin on se, että ne tarvitsevat suuremman pinta-alan. Ohutkalvotekniikka ei myöskään ole vielä laajalti levinnyt, mikä lisää tekniikkaa käyttävien aurinkovoimalaitosten epävarmuutta ja asennushintaa. Lisäksi ohutkalvopaneelien ulostulojännite on suuri, mikä nostaa invertterien vaatimustasoa ja sen myötä myös koko järjestelmän hintaa. Suomessa ei ole toistaiseksi hyödynnetty muita kuin yksi- ja monikiteisiä paneeleita aurinkovoimalaitosten rakentamisessa. Ohutkalvotekniikalla vaikuttaisi kuitenkin olevan mahdollisuuksia Suomen säteilyolosuhteissa. Eri tekniikoilla toteutettujen paneelien hintataso ei näyttäisi poikkeavan toisistaan suuresti. Taulukossa 6.18 on esitetty muutamien aurinkopaneelien hinta Wp:a kohden.

**Taulukko 6.18** Eri paneeliteknologioiden hinnat

Valmistaja	Malli	Materiaali	STC	€/Wp
AXITEC	AC-250 M	m-Si	250	0,69 *
Heckert Solar	NeMo	mc-Si	220	0,61 *
NextPower	Xtreme+	a-Si	150	0,45 **
ASTOM	ASCA72	CdTe	72,5	0,42 **
tsmc solar	TS CIGS 160	CIGS	160	0,52 **
*jälleenmyyntihinta		** Hinta suoraan tehtaasta		

Koska Suomessa ei tällä hetkellä ole kokemusta ohutkalvokennoilla toteutetuista aurinkosähköjärjestelmistä, voimalaitoksen kokonaiskustannuksen arvioiminen on käytännössä mahdotonta. Tästä syystä ohutkalvokennoja ei tulla tarkastelemaan seuraavissa kannattavuuslaskelmissa. Koska tuotantojen eroavaisuudet yksi- ja monikiteisten aurinkopaneelien tuotannossa ovat pienet, paneelin valinta tehdään ainoastaan paneelin hinnan perusteella. Hintavertailussa edullisimmaksi paneeliksi nousi monikiteinen Heckert Solar:n NeMo aurinkopaneeli. Tätä paneelia käytetään myös kannattavuuslaskelmissa.

## 7 KANNATTAVUUSLASKELMAT

Aurinkopaneelijärjestelmiä hankittaessa tehdään aina suuri investointi, jonka meno on suuri ja tulon odotusaika pitkä. Investointilaskennalla pyritään selvittämään investoinnin kannattavuus, tuottojen ja kustannusten ajallinen sijoittuminen sekä aika, jonka pääoma on sijoitettuna investointiin. On myös muistettava, että aurinkosähköjärjestelmän hankintaa ohjaavat muutkin tekijät kuin suuret tuotto-odotukset. Investointilaskelmissa ei lasketa investoinnin taloudellista vaikutusta aurinkosähkötuottajan imagon parantumiselle, hiilidioksidipäästöjen vähennykselle tai energiaomavaraisuuden kasvulle, eikä erilaisille tukimuodoille. Aurinkosähkön kannattavuutta on vuosien mittaan parantanut investointikustannusten jatkuva pieneneminen, sähkön hinnan nousu, valtiolliset ohjauskeinot sekä teknologinen kehitys. Tässä luvussa tarkastellaan investoinnin kannattavuutta eri laskentamenetelmillä sekä investoinnin kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä. Lopuksi arvioidaan mahdollisen 50 kW:n ja 300 kW:n aurinkosähköjärjestelmän investoinnin kustannuksia ja kannattavuutta.

### 7.1 Laskentamenetelmien esittely

Yleisesti käytettyjä kannattavuuslaskentamenetelmiä ovat nettonykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä, takaisinmaksuajan menetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä ja yksinkertaistettu sisäisen korkokannan menetelmä.[74] Tässä työssä käytetään takaisinmaksuajan menetelmää, nettonykyarvomenetelmää sekä sisäisen korkokannan menetelmää. Nämä laskentamenetelmät antavat riittävän hyvän kuvan investoinnin kannattavuudesta. Seuraavissa kappaleissa käydään läpi nämä kolme menetelmää.

#### 7.1.1 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuaika kertoo, missä ajassa nettotuotoilla saadaan investointi katettua. Yleensä takaisinmaksuajan laskennassa ei oteta huomioon rahan aika-arvoa. Tässä työssä rahan aika-arvo huomioidaan diskonttaamalla nettotuotot pitoajan alkuun ennen takaisinmaksuajan määrittämistä. Diskonttauksella pystytään arvioimaan tulevaisuudessa syntyvän rahamäärän nykyarvo. Takaisinmaksuaika ei kuitenkaan yksistään sovellu investoinnin kannattavuuden arviointiin, sillä laskelmissa ei oteta huomioon takaisinmaksuajan jälkeisiä rahavirtoja. Laskentamenetelmä korostaa vain investoinnin rahoitusvaikutusta. Takaisinmaksuajalla on kuitenkin mahdollista tunnistaa nopeasti ja helposti rahoitusvaikutuksiltaan ja -riskeiltään epäedulliset vaihtoehdot.[75] Takaisinmaksuajan menetelmän mukaan investoinnit, joista pääoma kertyy nopeasti takaisin, ovat kannattavampia. Tästä johtuen takaisinmaksuajan menetelmä ei anna aurinkosähköjär-

jestelmän investoinnista kovinkaan positiivista kuvaa, koska sen odotetut tuotot ulottuvat pitkälle aikavälille.[31]

### 7.1.2 Nettonykyarvomenetelmä

Nettonykyarvomenetelmässä lasketaan kaikki investoinnin pitoajan synnyttämät tulot ja menot diskontattuna nykyarvoon. Tähän summaan lisätään lopuksi vielä investoinnin diskontattu jäännösarvo, jolloin saadaan investoinnin nykyarvo, jota verrataan investoinnin hankintamenoon. Nettonykyarvolla tarkastellaan käytännössä, riittävätkö investoinnin pitoajan aikaiset nettotulot investoinnin kulujen sekä halutun tuottovaatimuksen kattamiseen. Investointi on kannattavaa, jos diskontattu nettotuotto on suurempi kuin investoinnin hankintameno, eli jos nettonykyarvo on positiivinen. Nettonykyarvomenetelmää pidetään teoreettisesti oikeimpana menetelmänä arvioida investoinnin kannattavuus. Siksi investoinnin nettonykyarvo kannattaa laskea, vaikka investoinnin kannattavuudesta käytettäisiin muitakin laskentamenetelmiä.[75]

### 7.1.3 Sisäisen korkokannan menetelmä

Sisäinen korkokanta kertoo, millä laskentakorkokannalla investoinnin nettonykyarvo on nolla. Investointi on kannattava, jos sisäinen korkokanta on vähintään tavoitteeksi asetetun tuottoprosentin suuruinen. Kannattavin investointivaihtoehto on aina se, jonka sisäinen korkokanta on suurin. Sisäisen korkokannan käyttöön liittyy kuitenkin ongelmia, jotka on hyvä tiedostaa kannattavuutta laskettaessa. Menetelmä ei esimerkiksi ota kantaa niin sanottuun otto- ja antolainaukseen. Lisäksi eri tapauksissa korkokantoja voi löytyä useampia kuin yksi. Sisäisen korkokannan laskeminen ei ole mahdollista, jos eri vuosina käytetään eri laskentakorkokantoja, mikä ei ole ongelma nettonykyarvomenetelmän laskennassa. Tutkimusten mukaan päätöksentekijät käyttävät mielellään sisäisen korkokannan menetelmää sen ongelmista huolimatta. On kuitenkin suositeltavaa laskea myös investoinnin nettonykyarvo varsinkin, jos eri investointivaihtoehtojen pitoajat tai perusinvestoinnit poikkeavat toisistaan. Tässä työssä ei sisäisen korkokannan laskennassa kuitenkaan synny ongelmia.[75]

## 7.2 Laskennan lähtöarvot

Investointilaskenta perustuu lähtöarvoihin, joihin liittyy aina epävarmuutta. Investointilaskelmien lähtöarvot ovat yleensä joko arvioitavissa tai mitattavissa olevia tekijöitä, joita käytetään investointilaskelmissa. Lähtöarvoja ovat muun muassa perushankintakustannus, vuosittaiset tuotot ja kustannukset, investoinnin pitoaika ja jäännösarvo sekä laskentakorkokanta. Aurinkovoimalaitoksen perushankintakustannus on lähtöarvoista vähiten epävarmuutta sisältävä tekijä, mutta samalla myös suurin kustannustekijä. Perushankintakustannukseen sisältyy muun muassa suunnittelu, paneeleiden ja invertterien hankinta sekä asennus.

Vuotuiset tuotot ja kustannukset ovat perushankintakustannusta epävarmempia tekijöitä sähkönhinnan vaihtelun sekä monen aurinkovoimalaitoksen tuotantoon vaikuttavan tekijän vuoksi. Aurinkovoimalaitoksen tuotantoon ja siitä syntyvään tuottoon vaikuttaa muun muassa vuoden auringonsäteilyn energiamäärä sekä sähkön hinnan kehitys, mikä taas on riippuvainen monesta eri epävarmuutta lisäävästä tekijästä. Vuositasolla aurinkovoimalaitokselle ei käytännössä synny olleenkaan ylläpito- tai toimintakustannuksia, paitsi ne kustannukset, jotka aiheutuvat noin viidentoista vuoden välein uusittavista inverttereistä. Nämä kustannukset ovat toiseksi suurin kustannuserä perushankintakustannuksen jälkeen. Paneelien puhdistuksesta aiheutuvia mahdollisia kustannuksia ei ole huomioitu tässä työssä osittain siitä syystä, että niitä on vaikea arvioida. Paneelien pinnat on kuitenkin suunniteltu siten, että ne puhdistautuvat itse sateiden myötä. Investoinnin jäännösarvo on käytännössä nolla, vaikkakin paneelit tuottavat edelleen sähköä, mikäli niitä ei poisteta käytöstä. Toistaiseksi ei ole paljon kokemusta aurinkopaneelien käsittelystä niiden vanhentuessa yksinkertaisesti siitä syystä, että vanhoja paneeleita on vähän. Maailman ensimmäinen moderni aurinkopaneeli toimii edelleen 60 vuotta valmistumisensa jälkeen.[76]

### 7.2.1 Avustukset

Tässä työssä oletetaan, että investointiin saadaan TEM:n myöntämää energiatukea, jolla katetaan 30 % investointikustannuksista. Muita tukimuotoja ei toistaiseksi ole saatavissa.[77] Energiatuesta on kerrottu enemmän luvussa 2.

### 7.2.2 Sähkönhinnan kehitys tulevaisuudessa

Koska sähkönhinnan kehitys vaikuttaa merkittävästi voimalaitoksen aurinkosähkön tuotannon kannattavuuteen, on taulukossa 7.1 esitetty neljä oletustapausta, joilla arvioidaan investoinnin kannattavuutta.

**Taulukko 7.1** Tulevaisuusskenaariot

<b>Skenaario A</b>	Sähkön hinta pysyy samana
<b>Skenaario B</b>	Sähkönhinta nousee vuosittain 2 %
<b>Skenaario C</b>	Sähkönhinta nousee vuosittain 4 %
<b>Skenaario D</b>	Sähkönhinta nousee vuosittain 6 %

Ensimmäisessä tapauksessa oletetaan, että sähkön hinta pysyy samana, mikä on erittäin epätodennäköistä. Skenaarioissa B ja C sähkön hinta nousee vuosittain 2 % ja 4 %. Skenaario B on erittäin maltillinen arvio ostosähkön hinnan kehityksestä, sillä 2 % vuosikasvulla ostosähkön hinta olisi 30 vuoden kuluttua yhtä suuri kuin se on jo nyt joissakin Euroopan maissa. Neljännessä tapauksessa sähkön hinnan oletetaan kasvavan samaan tahtiin kuin se on tähän asti kasvanut eli noin 6 % vuodessa.

### 7.2.3 Laskentakorkokanta

Rahan nykyarvo otetaan huomioon diskonttaamalla tulevaisuudessa syntyvä rahamäärä sovittua laskentakorkokantaa käyttäen nykypäivään. Näin voidaan eri aikoina realisoituvia kustannuksia ja tuottoja vertailla keskenään. Laskentakorkokanta vaikuttaa investointilaskelmissa diskonttaustekijän ja annuiteettikertoimen kautta investoinnin kannattavuuteen. Laskennoissa käytettävä laskentakorkokanta edustaa aina investoinnin minimituottovaatimusta. Tämän työn kannattavuuslaskelmissa käytetään 0 % laskentakorkokantaa, jolloin rahan aika-arvoa ei oteta huomioon sekä 2 % ja 5 % laskentakorkokantaa. 2 % laskentakorkokanta vastaa inflaatioprosenttia, jolloin varsinaista tuottovaadetta investoinnille ei ole. 5 % laskentakorkokannassa investoinnin odotetaan olevan tuottoisaa.

## 7.3 Investoinnin peruskustannuksen arviointi

Käytännössä isot aurinkosähköjärjestelmät tehdään tällä hetkellä monikidepiikkennoja käyttäen. Tämän vuoksi muiden kuin yksi- ja monikidepiikkennoista tehtyjen paneelien hintoja on vaikea selvittää, eivätkä ne ole kaupallisesti helposti saatavilla. Suomessa paneeleita hankitaan pääosin Keski-Euroopasta tai Kiinasta. Isoa tilausta tehdessä ainakin osa tilauksen hinnasta maksetaan etukäteen, minkä vuoksi Keski-Eurooppa on usein mieluisampi vaihtoehto aurinkopaneeleita hankittaessa. Paneelien tilausmäärä ei käytännössä vaikuta niiden hintaan muutoin kuin rahtikulujen säästössä, jossa säästö on noin 2 snt/Wp. Asennustyön hinta on noin 1100 €/10 kWp. Lisäksi hintaan vaikuttaa projektoinnin ja mahdollisen ylijännitesuojauksen kustannukset.[78] Suuremman kokoluokan voimalaitoksissa kustannussäästöjä syntyy muun muassa invertterien hankinnassa, rahtimaksuissa sekä työ- ja suunnittelukustannuksissa. Taulukossa 7.2 on esimerkki 50 kW:n voimalaitoksen kokonaiskustannusrakenteesta. Kustannusrakenteen arvioinnissa on konsultoitu aurinkosähköalan ammattilaisia.[78][79]

**Taulukko 7.2** 50 kW voimalaitoksen kustannusrakenne

50 kWp järjestelmä			
	Valmistaja	Heckert Solar	
	Malli	NeMo	
	Materiaali	mc-Si	
	Wp	220	
	Vpmax STC (V)	26,8	
	Pinta-ala (m2)	1,47	
	Paino (kg)	16,3	
Paneelit	Kappalehinta (alv 0)	134,45 €	
	Paneelien määrä	228	
	<b>Kokonaishinta hinta (alv 0)</b>	<b>30 654,60 €</b>	
Invertterit	Invertteri	Wechselrichter SMA Sunny Tripower 20000 TLEE	
	Invertterien määrä	2	
	Kappalehinta (alv 0)	3 074,78 €	
	<b>Kokonaishinta (alv 0)</b>	<b>6 149,56 €</b>	
Asennustelineet	määrä	228	
	Kappalehinta (alv 0)	35,00 €	
	<b>kokonaishinta (alv 0)</b>	<b>7 980,00 €</b>	
<b>Sähkötarvikkeet</b>		<b>750 €</b>	
Koko laitteisto	Koko Laitteiston hinta (alv 0)	45 534,16 €	
	<b>Laitteiston verollinen hinta (19 %)</b>	<b>54 185,65 €</b>	← Tilataan Saksasta
<b>Rahtimaksu</b>		<b>2 854 €</b>	
Työ	Sähkötyöt 1100 €/10kWp	5 500,00 €	
	Työ ja suunnittelu	4 000,00 €	
<b>Kokonaiskustannus (alv 0)</b>		<b>66 539,65 €</b>	<b>1,33 €/Wp</b>

Kustannukset jakautuvat yleensä siten, että 65 % hinnasta koostuu paneeleista, 20 % inverttereistä ja 15 % asennusjärjestelmistä (asennustelineet ja kiinnikkeet). Taulukon 7.2 kustannuslaskennassa ei ole huomioitu yrittäjän katetta, eli yrittäjän palkkaa, jolla katetaan yritystoiminnan kuluja ja takuuvetoitteita. Yrityksen katetavoitteen selvittäminen ei ole yksiselitteistä, vaan riippuu muun muassa tilauskannasta, yrityksen kassatilanteesta sekä tapauskohtaisesti itse projektista ja siihen liittyvistä riskeistä. Lopulliseen hintaan tulee lisätä arvonlisävero. Kiinteää asennushintaa jokaista asennettua Wp:tä kohti on vaikea arvioida. Jos esimerkkitapaukseen lisätään esimerkiksi 30 % kate, investoinnin hinta nousee 86501,55 €n ja verollinen kokonaiskustannus 107261,92 €n,

jolloin lopullinen hinta wattia kohden on 2,15 €/Wp. Tämä on lähellä Fortumin arviota, joka on 2,34 €/Wp 9 kW järjestelmälle.[80] Hinta vaikuttaa kuitenkin melko suurelta. Asennusten hinta on parasta selvittää jokaiselta toimittajalta erikseen, sillä toimittajat suosivat eri ratkaisuja. Jos asiakas haluaa asentaa aurinkosähköjärjestelmälleen paneeleita, inverttereitä tai asennusjärjestelmiä, jotka ovat toimittajalle entuudestaan tuntemattomia, asennustöiden hinta voi jopa kaksinkertaistua ja asennukselle annetut takuut pienentyä. Keväällä 2014 tehdyn kyselyn perusteella 300 kWp aurinkovoimalan avaimet käteen -toimituksena on Suomessa saanut hintaan 1,3€/Wp ilman arvonlisäveroa eli 1,61 €/Wp arvonlisäverollisena.[81] Tässä työssä oletetaan, että aurinkosähköjärjestelmän ylijäämäsähköä ei varastoida. Energianvarastointi lisää järjestelmän investointi- ja ylläpitokustannuksia, jolloin ylijäämäsähkön myynti on varastointia kannattavampi vaihtoehto. Lähtökohtana aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa kuitenkin on, että ylijäämäsähköä ei synny.

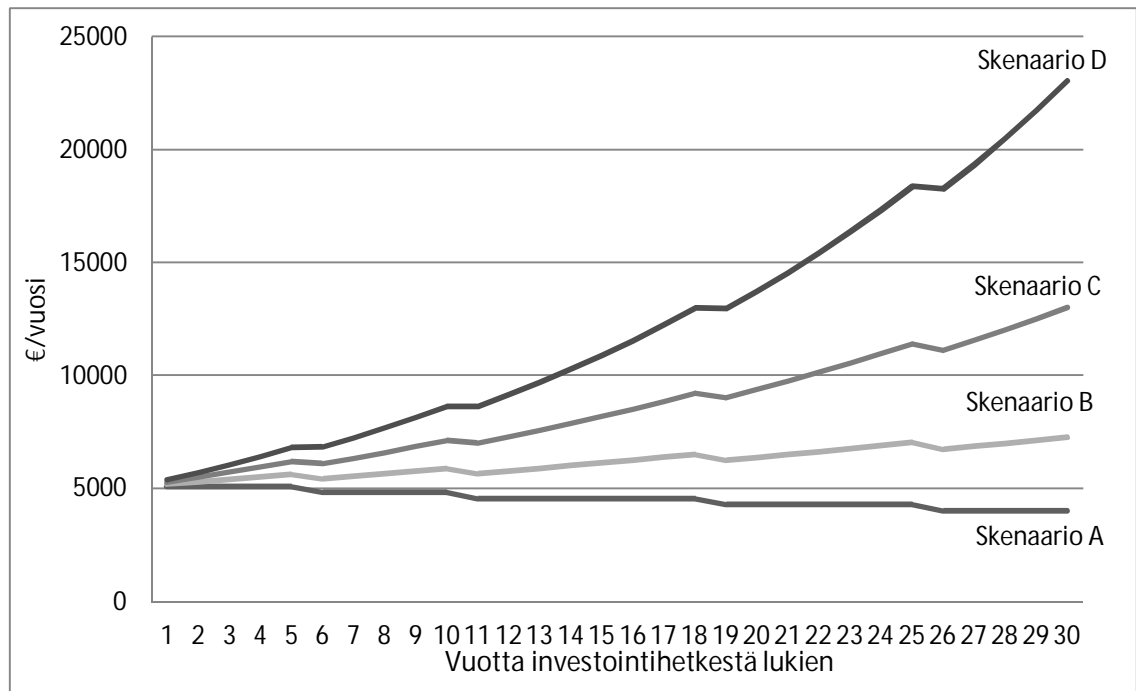
## 7.4 Voimalaitosten kannattavuuslaskennat

Tässä kappaleessa tehdään kannattavuuslaskennat Heckert Solars:n paneeleilla rakennetulle 50 kW:n ja 300 kW:n aurinkosähköjärjestelmälle. Aikaisempiin tuloksiin perustuen 50 kW järjestelmän hinnaksi arvioidaan 2,15 €/Wp ja 300 kW järjestelmän hinnaksi 1,61 €/Wp. 50 kW järjestelmää tarkastellessa oletetaan, että koko tuotanto kulutetaan suoraan kohteessa. 300 kW järjestelmää tarkastellaan kahden tapauksen kautta. Ensimmäisessä tapauksessa oletetaan, että koko tuotanto kulutetaan suoraan kohteessa. Toisessa tapauksessa oletetaan, että 20 % tuotannosta myydään sähköverkkoon. Oletetaan, että myydyistä sähköenergiasta saadaan 3 snt/kWh. Tähän hintaan esimerkiksi Lappeenrannan Energia ostaa pientuottajien aurinkosähköä.[81] Kannattavuuslaskelmissa hinta kehittyy tulevaisuusskenaarioiden mukaan. 300 kW aurinkosähköjärjestelmässä maksetaan veroa 0,8717 senttiä kilowattitunnilta (alv 24 %) tai 0,703 senttiä kilowattitunnilta (alv 0 %). Tämä perustuu siihen, että 50 kW – 2000 kW kokoisessa tuotantolaitoksessa tuotetusta sähköstä tulee maksaa veroja vain niiltä kalenterikuukausilta, joiden aikana osa tuotetusta sähköstä siirtyy valtakunnan verkkoon. Mikäli veroja tulee maksettavaksi, maksaa tuottaja verot ainoastaan siitä osuudesta, joka on käytetty itse suoraan kohteessa. Eli kuukauden kokonaistuotannosta vähennetään verkkoon syötetyn sähköenergian määrä. Laskennoissa ostosähkön hinta on tällä hetkellä noin 12,5 snt/kWh.[63]

### 7.4.1 50 kW järjestelmän kannattavuusluvut

Kuten jo kappaleessa 7.3 esitettiin, Heckert Solars:n paneeleilla toteutettu 50 kW:n aurinkosähkövoimalaitos tulisi maksamaan laskelmien mukaan 107261 € TEM:in 30 % investointituella investoinnin osuudeksi jää 75083 €, jolloin lopullinen hinta Wp:a kohden on 1,5 € Voimalaitoksen ensimmäisen vuoden nettotulot ovat yli 5000 € Kuvassa 7.1 on esitetty 50 kW järjestelmän vuosittaisten nettotulojen kehitys eri tulevaisuusskenaarioilla.





**Kuva 7.1** 50 kW aurinkosähköjärjestelmän vuosittaisten nettotulojen kehitys eri tulevaisuusskenaarioilla investointihetkestä lukien. Investointihetkestä kulunut aika on esitetty vuosina.

Seuraavaksi on laskettu kaikille tulevaisuusskenaarioille 50 kW:n aurinkosähköjärjestelmän laskentakorkokannat sekä voimalaitoksen sisäinen korkokanta 30 vuoden pitäjälle. Laskennoissa oletetaan, että tuotetulla sähköllä korvataan kaikki ostosähkö. Investoinnin lopulliseen kustannukseen lisätään invertterien vaihtamisesta aiheutuvat kustannukset, jotka ovat nykyhinnoilla n. 8000 €. Laskelmien tulokset on esitetty taulukossa 7.3.

**Taulukko 7.3** 50 kW aurinkovoimalaitoksen nettonykyarvo ja sisäinen korkokanta eri tulevaisuusskenaarioilla ja laskentakorkokannoilla

Nettonykyarvo				
Laskentakorkokanta				
	0 %	2 %	5 %	Sisäinen korkokanta
Skenaario A	52 829 €	21 752 €	-7 116 €	4,1 %
Skenaario B	101 972 €	54 885 €	12 234 €	6,3 %
Skenaario C	174 569 €	102 871 €	39 386 €	8,5 %
Skenaario D	282 887 €	173 202 €	78 043 €	10,7 %

Laskelmat osoittavat, että aurinkovoimalaitos on kannattava kaikissa tapauksissa, paitsi skenaariossa A laskentakorkokannan ollessa 5 %. Tämä tapaus on kuitenkin varsin pessimistinen ja epätodennäköinen. Erityistä painoarvoa laskelmissa on skenaarioiden C ja D tuloksissa 2 % ja 5 % laskentakorkokannoilla, jotka antavat melko rohkaisevan kuvan aurinkovoimalaitoksen kannattavuudesta. Lisäksi skenaarioiden C ja D sisäinen korkokanta on erityisen suuri, mikä asettaa investoinnin pääoman tuoton tavoitteen, aurin-

kosähköä ajatellen, suhteellisen hyvälle tasolle. Myös skenaarioiden A ja B sisäinen korkokanta on hyvä ja osoittaa, että investointi on aina jonkin verran tuottava. Taulukossa 7.4 on laskettu investoinnin takaisinmaksuajat kaikille tarkastelluille tulevaisuusskenaarioille.

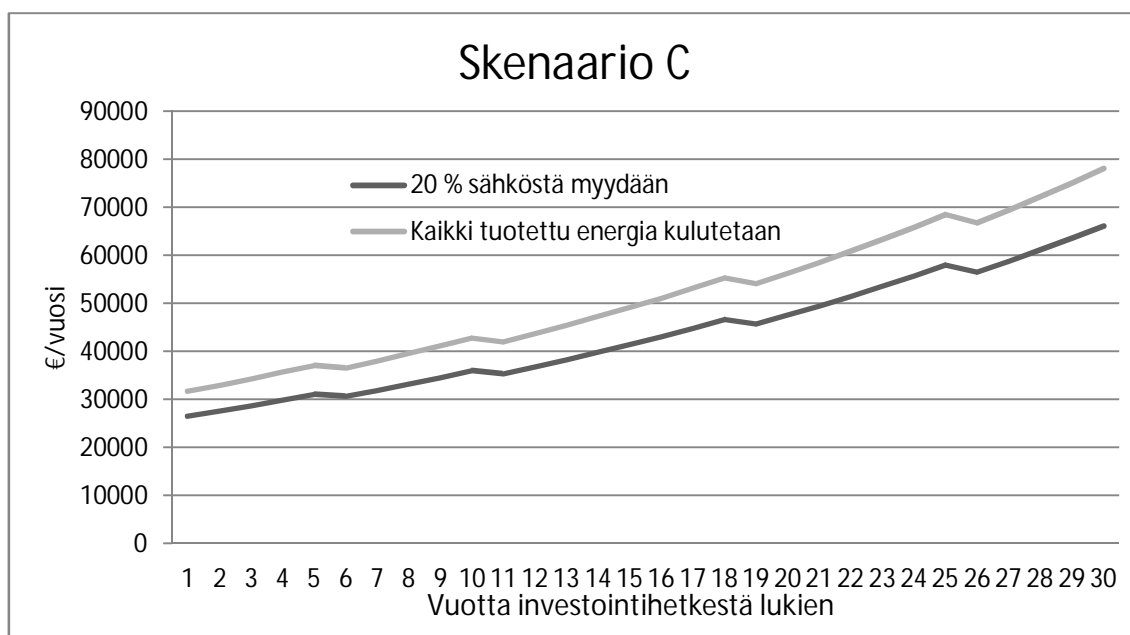
**Taulukko 7.4** 50 kW aurinkovoimalaitoksen takaisinmaksuajat eri tulevaisuusskenaarioilla ja laskentakorkokannoilla

	Takaisinmaksuaika (vuosia)		
	Laskentakorkokanta		
	0 %	2 %	5 %
<b>Skenaario A</b>	15,6	19,1	Ei maksa
<b>Skenaario B</b>	13,4	15,6	21,7
<b>Skenaario C</b>	11,9	13,5	17,1
<b>Skenaario D</b>	10,7	11,9	14,5

Taululukon 7.4 tulokset osoittavat, että investoinnin takaisinmaksuajat ovat suhteellisen pitkät. Erityisesti 5 % laskentakorkokannalla saadut takaisinmaksuajat ovat erityisen suuret. Skenaarioiden C ja D takaisinmaksuajat 0 % ja 2 % laskentakorkokannoilla ovat kuitenkin noin 10 ja 13 vuoden välillä, mikä on selvästi alle puolet koko tuotantolaitoksen elinkaaresta. Skenaarioiden D takaisinmaksuaika 5 % laskentakorkokannalla on myös kohtuullinen. Kaikesta huolimatta kuitenkin takaisinmaksuajat ovat edelleen hieman korkeat.

#### 7.4.2 300 kW järjestelmän kannattavuusluvut

Heckert Solar:n paneeleilla toteutettu 300 kW:n aurinkovoimalaitoksen kokonaishinnan arvioidaan olevan 483600 € TEM:in 30 % investointituella investoinnin osuudeksi jää 338520 €, jolloin lopullinen hinta Wp kohden on 1,128 €. Kuten jo kappaleen 7.4 alussa kerrottiin, 300 kW järjestelmää tarkastellaan kahden tapauksen kautta. Ensimmäisessä tapauksessa (tapaus I) oletetaan, että koko tuotanto kulutetaan suoraan kohteessa. Toisessa tapauksessa (tapaus II) oletetaan, että 20 % tuotannosta myydään sähköverkkoon 3 snt/kWh hinnalla. Tapauksessa II oletetaan, että myyntiä syntyy toukuun ja heinäkuun välisenä aikana, jolloin voimalaitoksen tuotanto on suurimmillaan ja kattaa 45 % voimalaitoksen vuotuisesta kokonaistuotannosta. Tällöin kesälomakuukausien aikana tuotetusta energiasta 43 % myydään ja jäljelle jäävästä energiasta maksetaan veroa. Voimalaitoksen ensimmäisen vuoden nettotulot ovat yli 30000 €, mikäli kaikki tuotettu sähköenergia kulutetaan suoraan kohteessa ja yli 25000 €, jos osa sähköstä joudutaan myymään. Kuvassa 7.2 on esitetty, vertailun vuoksi, molemmissa tapauksissa 300 kW:n voimalaitoksen vuosittaisen nettotulon kehitys skenaariolle C. Kuvan avulla halutaan havainnollistaa mahdollisen sähkönmyynnin vaikutus aurinkosähköjärjestelmän nettotulon kehitykseen.



**Kuva 7.2** 300 kW voimalaitoksen skenaarion C vuosittaisen nettotulon kehitys tapauksessa, jossa koko tuotanto kulutetaan suoraan kohteessa ja tapauksessa jossa 20 % joudataan myymään sähköverkkoon 3 snt/kWh hinnalla.

Taulukossa 7.5 on laskettu kaikille käsitellyille tulevaisuusskenaarioille 300 kW:n aurinkosähköjärjestelmän laskentakorkokannat sekä voimalaitoksen sisäinen korkokanta 30 vuoden käyttöajalle. Laskennat tehdään molemmille tapauksille (tapauksessa I kaikki tuotettu energia kulutetaan kohteessa ja tapauksessa II 20 % tuotetusta sähköstä myydään). Investoinnin lopulliseen kustannukseen on lisätty myös invertterien vaihtamisesta aiheutuvat kustannukset jotka ovat n. 45000 €

**Taulukko 7.5** 300 kW aurinkovoimalaitoksen nettonykyarvo ja sisäinen korkokanta eri tulevaisuusskenaarioilla ja laskentakorkokannoilla. Tapauksessa I kaikki tuotettu sähkö kulutetaan kohteessa ja tapauksessa II 20 % tuotannosta myydään.

		Nettonykyarvo			Sisäinen korkokanta
		Laskentakorkokanta			
		0 %	2 %	5 %	
Tapaus I	Skenaario A	430 272 €	243 038 €	69 040 €	6,9 %
	Skenaario B	725 125 €	441 836 €	185 143 €	9,2 %
	Skenaario C	1 160 708 €	729 747 €	348 054 €	11,4 %
	Skenaario D	1 810 615 €	1 151 738 €	579 995 €	13,6 %
Tapaus II	Skenaario A	295 762 €	141 319 €	-2 033 €	4,9 %
	Skenaario B	547 254 €	310 882 €	96 996 €	7,2 %
	Skenaario C	918 781 €	556 453 €	235 949 €	9,5 %
	Skenaario D	1 473 112 €	916 386 €	433 781 €	11,7 %

Laskelmista huomataan, että tapauksessa I investointi ei ole millään skenaariolla tappiollinen. Voimalaitoksen sisäiset korkokannat ovat hyviä erityisesti skenaarioilla C ja

D, jopa yli 10 %. Lisäksi skenaarioiden C ja D tuloksissa 2 %:n ja 5 %:n laskentakorkokannoilla saadut luvut antavat erittäin positiivisen kuvan aurinkosähköjärjestelmien tulevaisuudesta Suomessa. Tapauksessa II aurinkovoimalaitos on kannattava paitsi skenaariossa A laskentakorkokannan ollessa 5 %. Tapauksen II tulokset ovat hieman 50kW:n järjestelmän tuloksia parempia. Tapauksen II sisäiset korkokannat ovat myös hyviä erityisesti skenaarioissa C ja D, mutta huonommat kuin tapauksessa I. Taulukossa 7.6 on laskettu 300 kW:n aurinkovoimalaitoksen investoinnin takaisinmaksuajat.

**Taulukko 7.6** 300 kW aurinkovoimalaitoksen takaisinmaksuajat eri tulevaisuusskenaarioilla ja laskentakorkokannoilla

		Takaisinmaksuaika (vuosia)		
		Laskentakorkokanta		
		0 %	2 %	5 %
Tapaus I	Skenaario A	11,5	13,3	18,0
	Skenaario B	10,2	11,5	14,4
	Skenaario C	9,3	10,2	12,3
	Skenaario D	8,5	9,3	10,8
Tapaus II	Skenaario A	14,0	16,8	26,1
	Skenaario B	12,2	14,0	18,5
	Skenaario C	10,9	12,2	15,1
	Skenaario D	9,8	10,9	13,0

Taulukon 7.6 tulokset osoittavat, että investoinnin takaisinmaksuajat ovat 300 kW:n aurinkosähköjärjestelmissä parempia kuin 50 kW järjestelmissä. Erityisesti näin on tapauksessa I, jossa skenaarioilla C ja D takaisinmaksuajat ovat n. 10 vuotta, mikä on kolmannes voimalaitoksen elinkaaresta. Tapauksen II takaisinmaksuajat ovat myös kohtuullisia skenaarioiden C ja D toteutuessa. Kaiken kaikkiaan voimme todeta, että 300 kW:n voimalaitokset ovat 50 kW:n aurinkosähköjärjestelmiä kannattavampia. Isomman kokoluokan voimalaitoksien investointikustannuksia laskettaessa on tärkeää kiinnittää huomiota voimalaitoksen mitoitukseen suhteessa kohteen kulutukseen, mikä vaikuttaa merkittävästi voimalaitoksen kannattavuuteen. Taulukossa 7.7 on laskettu lopullinen kustannus kWh kohden 25 vuoden ja 30 vuoden elinkaarelle.

**Taulukko 7.7** Tarkasteltavien voimalaitosten energiantuotannon kustannus kWh kohden 25 ja 30 vuoden elinkaaren tuotannolle

		snt/kWh	
Järjestelmän koko		25 v.	30 v.
Hinta TEM:n tuella	50 kW	8,965	7,641
	300 kW	6,897	5,879
Hinta ilman TEM:n tukea	50 kW	12,437	10,601
	300 kW	9,506	8,103

Energian hinta on saatu jakamalla voimalaitoksen investointikustannus voimalaitoksen arvioidulla elinkaaren tuotannolla. Taulukon 7.7 tulokset osoittavat, että aurinkoenergialla tuotetun sähkön hinta on pienempi kuin nykyinen teollisuuden ostosähkön hinta. Tästä herääkin kysymys, onko aurinkosähkö saavuttanut Suomessa jopa toisen asteen verkkopariteetin?

Kannattavuuslaskelmien tulokset ovat hyvin riippuvaisia sähkön hinnan kehityksestä tulevaisuudessa. Voimalaitoksen kannattavuuteen ja takaisinmaksuaikaan vaikuttaa myös hyvin paljon laskennoissa käytetty laskentakorkokanta. Tulosten perusteella laskentakorkokanta ei voi olla paljon suurempi kuin 5 %, jolloin investointi alkaa olla kannattamaton. Työssä ei ole otettu huomioon mahdollisia paneelien rikkoutumisista aiheutuvia kustannuksia ja vaikutuksia energian tuotantoon. Kannattavuuslaskelmille tuo myös erityistä lisähaastetta se, että odotetut tuotot sijoittuvat pitkälle aikavälille, jolloin niihin vaikuttavien tekijöiden mahdollisia muutoksia on vaikeampi ennustaa. Investointien hinnat todennäköisesti laskevat tulevaisuudessa, mikä vaikuttaa oleellisesti aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen. Lopuksi aurinkovoimalaitoksen kannattavuutta arvioidessa on syytä selvittää se hinta, jolla yritys ostaa sähkönsä. Joillakin yrityksillä, joiden sähkönkulutus on suuri, voi olla erillisiä sopimuksia, joilla he ostavat sähkönsä vieläkin edullisemmin, jolloin investoinnin kannattavuus heikkenee.

## 8 YHTEENVETO

Tässä työssä tarkasteltiin aurinkopaneelitekniikoiden soveltuvuutta ja kannattavuutta teollisessa käytössä. Oletettiin, että aurinkovoimalaitos sijoitetaan teollisuusrakennuksen kattopinnalle ja tuotetulla sähköenergialla tuotetaan osa kohteen ostosähköstä.

Työn alkuosassa perehdyttiin aurinkoenergiaan ja Suomen säteilyolosuhteisiin, jotka eivät poikenneet oleellisesti Pohjois-Saksan säteilyolosuhteista, missä aurinkosähköä hyödynnetään laajalti. Lisäksi perehdyttiin aurinkosähköön liittyvään lainsäädäntöön ja sitä kautta aurinkosähkön tuottajan verovelvollisuuteen. Alle 50 kW järjestelmien tuotanto on tällä hetkellä täysin verovapaata. Alle 2000 kVA:n laitoksista ei tarvitse maksaa veroa, jos sähköä ei siirretä ollenkaan yleiseen sähköverkkoon, muussa tapauksessa tuottaja joutuu maksamaan veroa itse kuluttamansa sähkön osalta. Myydystä sähköstä ei tarvitse maksaa veroa. Tällä hetkellä Suomen ainoa tukimuoto aurinkosähkölle on TEM:n myöntämä energiatuki, jolla voidaan kattaa enintään 30 % aurinkovoimalaitoksen investointikustannuksista.

Aurinkopaneeliteknologiaan perehdyttäessä todettiin, että aurinkopaneelin ihanteellinen suuntaus Pohjanmaan alueella on paneelin kallistuskulmalla ( $\alpha$ )  $44^\circ$  ja atsimuuttikulmalla ( $\theta$ )  $0^\circ$ , jolloin paneeli on suunnattu etelään. Suuntauksen pienet vaihtelut eivät kuitenkaan vaikuta oleellisesti paneelin sähköntuotantoon. Muita tuotantoon vaikuttavia tekijöitä olivat aurinkopaneelin lämpötila ja säteilyintensiteetti. Todettiin myös, että aurinkopaneelit muodostavat vain osan aurinkosähköjärjestelmän komponenteista. Jos järjestelmä halutaan kytkeä julkiseen jakeluverkkoon, tarvitaan mittauslaitteita, suojauslaitteita, kaapeleita ja inverttereitä. Merkittävin aurinkosähköjärjestelmän komponentti on invertteri, jolla paneelien tuottama energia muutetaan käyttökelpoiseen muotoon. Invertterit mitoitetaan yleensä siten, että invertterin teho on 70 – 100 % aurinkovoimalaitoksen huipputehospisteestä. Lisäksi invertterin tulojännitealueen ja aurinkopaneeliketjun jännitealueen tulisi olla yhteensopivat.

Tällä hetkellä yksi- ja monikiteisillä piikennoilla tuotetut paneelit hallitsevat selvästi aurinkosähkömarkkinoita ja niiden markkinaosuus on noin 90 %. Markkinoilla on saatavilla tällä hetkellä yksi- ja monikiteisten paneelien lisäksi amorfisilla piihutkanalvojennoilla (a-Si) tuotettuja paneeleita sekä kadmiumtellsuuri- (CdTe) ja kupari-indiumgallium-diselenidi- (CIGS) ja ohutkalvokennoilla tuotettuja paneeleita. Aurinkopaneelimarkkinat ovat kasvaneet nopeaa tahtia viimeisten 10 vuoden aikana. Vuodesta 2011 vuoteen 2013 aurinkopaneelien kumulatiivinen kapasiteetti kaksinkertaistui. Aurinko-

paneelien hinnat ovat myös laskeneet vuodesta 2010 yli 60 %. Aurinkosähkön suurin haaste on verkkopariteetin saavuttaminen, jolloin aurinkopaneeleilla tuotetun sähköenergian hinta on pienempi tai yhtä suuri kuin sähkön markkinahinta. Vaikka verkkopariteetin saavuttaminen on mielikuvissa kaukana tulevaisuudessa, tutkimuksessa kuitenkin selvisi, että verkkopariteetti on jo saavutettu useammissa Yhdysvaltojen osavaltioissa ja Keski-Euroopan maissa. Suomen sähkönhinnan kehityksen todettiin olevan jatkuvassa nousussa. Laskelmien mukaan sähkön hinnan keskimääräinen vuosikasvu on viimeisten kymmenen vuoden aikana ollut noin 6 %. Tätä vuosikasvua käytettiin myöhemmin kannattavuuslaskelmissa.

Luvussa kuusi vertailtiin eri aurinkopaneelitekniikoilla toteutettujen 20 kW:n aurinkosähköjärjestelmien energian tuotantoa. Laskelmissa selvisi, että ohutkalvokennoilla tuotettujen aurinkosähköjärjestelmien tuotanto oli parempi kuin yksi- ja monikiteisillä paneeleilla. Ohutkalvokennoilla rakennettujen aurinkosähköjärjestelmien haittapuolena on kuitenkin niiden tarvitsema suurempi pinta-ala. Ohutkalvokennoilla toteutetut aurinkosähköjärjestelmät eivät ole myöskään laajalti käytössä, mikä lisää voimalaitoksen epävarmuutta ja asennushintaa. Lisäksi ohutkalvopaneelien ulostulojännite on suuri, mikä nostaa invertterien vaatimustasoa ja sen myötä myös koko järjestelmän hintaa. Tämän vuoksi ohutkalvot jätettiin pois kannattavuuslaskelmista. Kannattavuuslaskelmiin otettiin tarkasteltavaksi Heckert Solars:n NeMo -aurinkopaneeli edullisimpana vaihtoehtona.

Kannattavuuslaskelmat toteutettiin 50 kW ja 300 kW aurinkosähköjärjestelmille käyttäen nettohyönteismenetelmää sekä sisäisen korkokannan ja takaismaksuajan menetelmiä. 300 kW järjestelmää tarkasteltiin kahden tapauksen kautta. Ensimmäisessä tapauksessa oletettiin, että koko tuotanto kulutetaan suoraan kohteessa. Toisessa tapauksessa oletettiin, että 20 % tuotannosta myydään sähköverkkoon. Investointikustannusten arvioinnissa saatiin 50 kW järjestelmän hinnaksi 2,15 €/Wp ja 300 kW järjestelmän hinnaksi 1,61 €/Wp ilman TEM:n investointitukea. Talouslaskelmissa todettiin, että aurinkovoimalaitoksen investoinnit ovat kannattavia. Voimalaitosten takaisinmaksuajat ovat 50 kW järjestelmällä parhaimmillaan noin 10 - 13 vuotta ja 300 kW järjestelmällä 8-10 vuotta tulevaisuusskenaariosta riippuen. Voimalaitosten tuottaman 25 vuoden elinkaaren energian hinnaksi saatiin 50 kW järjestelmässä 12,437 snt/kWh ja 300 kW järjestelmässä 9,5 snt/kWh ilman TEM:n tukea, mikä antaa viitteitä siitä, että Suomessa on mahdollisesti saavutettu jopa toisen asteen verkkopariteetti.

Tulevaisuudessa ohutkalvotekniikan mahdollisuuksiin kannattaa perehtyä syvällisemmin. Energian tuotannon laskelmien perusteella ohutkalvotekniikka soveltuisi hyvin Suomen säteilyolosuhteisiin. Lisäksi aurinkosähköjärjestelmän järjestelmähyötysuhteen (PR) arviointiin ja siihen Suomessa vaikuttaviin tekijöihin on syytä syventyä. Lopuksi: tulosten perusteella aurinkosähkö voisi olla erityisen kannattavaa suurien toimistoraennuksien ja pakastehallien sähköenergian tarpeiden kattamisessa.

## LÄHTEET

[1] John Kennewell and Andrew McDonald. The solar constant. Australian Government. IPS Radio and Space Services. [WWW]. [viitattu 19.04.2014]. Saatavissa: [http://www.ips.gov.au/Category/Educational/The%20Sun%20and%20Solar%20Activity/General%20Info/Solar\\_Constant.pdf](http://www.ips.gov.au/Category/Educational/The%20Sun%20and%20Solar%20Activity/General%20Info/Solar_Constant.pdf)

[2] San Martin, Robert L. "Solar Energy." AccessScience. McGraw-Hill Education, 2014. <http://www.accessscience.com>

[3] Environmental Knowledge for Change. Climate Change 2001. [WWW]. [viitattu 19.04.2014]. Saatavissa: [http://www.grida.no/publications/other/ipcc\\_tar/?src=/climate/ipcc\\_tar/wg1/041.htm#121](http://www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/?src=/climate/ipcc_tar/wg1/041.htm#121)

[4] Newport Corporation. Introduction to Solar Radiation[WWW]. [viitattu 24.04.2014]. Saatavissa: <http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx>

[5] David Brooks. Pyranometer Protocol. Institute for Earth Science and Education. [WWW]. [viitattu 20.04.2014]. Saatavissa: <http://www.instesre.org/Solar/PyranometerProtocol/PyranometerProtocol.htm>

[6] Gaëtan Masson, Sinead Orlandi, Manoël Reking. Global Market Outlook For Photovoltaics. European Photovoltaic Industry association. 2014. 57 s. [WWW]. [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa: [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/EPIA\\_Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_2014-2018\\_-\\_Medium\\_Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf)

[7] Maarit Kauniskangas. Hyvä tietää sähkömarkkinoista. Energiateollisuus ry ja Fingrid Oyj. 22 s. [Sähköinen pdf-julkaisu]. ISBN 978-952-5615-30-2  
Saatavissa: [http://energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinoista\\_esite.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinoista_esite.pdf)

[8] Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport (IET). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [WWW]. [viitattu 24.04.2014]. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>



[9] Motiva. [WWW][Viitattu: 9.9.2014]. Saatavissa:  
<http://www.motiva.fi>

[10] L 410/1996. Sähköturvallisuuslaki.

[11] L 9.8.2013/588. Sähkömarkkinalaki.

[12] L 30.12.1996/1260. Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta.

[13] Ina Lehto. Sähköverkko asiantuntija. Energiateollisuus ry.  
 Sähköpostikeskustelu. 3.9.2014

[14] L 30.12.1993/1501. Arvonlisäverolaki.

[15] Energiateollisuus. Pienimuotoisen tuotannon verkkoon liittäminen. 12.11.2008. 6 s.  
 [Muistio]. Saatavissa:  
[http://energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen\\_tuotannon\\_verkkoon\\_liitt%C3%A4minen\\_muistio\\_20081112.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen_tuotannon_verkkoon_liitt%C3%A4minen_muistio_20081112.pdf)

[16] Mitchell, Dr. Kim W. and Tatro, Dr. M. L. "Solar Cell." *AccessScience*.  
 McGraw-Hill Education, 2014.  
<http://www.accessscience.com>

[17] Perlin John. The Silicon Cell Turns 50. National Renewable Energy Laboratory.  
 [WWW].  
 [Viitattu 1.4.2014]. Saatavissa:  
<http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33947.pdf>

[18] Buck Alice. A History of the Energy Research and Development Administration.  
 1982. U.S. Department of Energy. Historiikki. 22 s.  
<http://www.energy.gov/sites/prod/files/ERDA%20History.pdf>

[19] Gaëtan Masson, Sinead Orlandi, Manoël Rekingier. Global Market Outlook For  
 Photovoltaics. European Photovoltaic Industry association. 2014. 57 s. [WWW]. [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa:  
[http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/EPIA\\_Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_2014-2018\\_-\\_Medium\\_Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf)

[20] Renewable Energy Sector Compass. Aurinkosähkö. [WWW] [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa:

<http://www.rescompass.org/suomi,106/1-uusiutuva-energia,107/7-aurinkosahko,102.html>

[21] Piikidekennon kuva. Solarworld.[WWW]. [Viitattu 5.5.2014]. Saatavissa:

<http://www.solarworld-usa.com/~media/www/images/about-solarworld/value-chain/solar-cell.jpg>

[22] Ahoranta, J. Aurinkokenno. Alustava oppikirjamateriaali.

[23] Rantala Tapio. Puolijohdetekniikan perusteet. 2011. Tampereen teknillisen yliopiston FYS-6100 Puolijohdetekniikan perusteet kurssin luentomoniste. 137 s.

<http://butler.cc.tut.fi/~trantala/opetus/files/PTP-72115.Puolijohdetekniikan.perusteet/PTP11.ss073-138.pdf>

[24] McEvoy, A.J., Castaner, L., Makvart, Tom. Solar cells: materials, manufacture and operation.

2nd ed. 2013. Oxford academic press. 641 s.

[http://ac.els-cdn.com/B9780123869647000019/3-s2.0-B9780123869647000019-main.pdf?\\_tid=15f65bf8-bb22-11e3-9cb0-00000aacb35d&acdnat=1396524262\\_d79850ce5469ebaea3f51847cfc9f58d](http://ac.els-cdn.com/B9780123869647000019/3-s2.0-B9780123869647000019-main.pdf?_tid=15f65bf8-bb22-11e3-9cb0-00000aacb35d&acdnat=1396524262_d79850ce5469ebaea3f51847cfc9f58d)

[25] Saana 240-250 SM3 PBB Aurinkopaneeli. Tuote-esittely. ENF. [WWW].

[Viitattu 5.5.2014]. Saatavissa:

<http://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/Monocrystalline/6305>

[26] Ravinder Kumar Kharb, S.L. Shimi, S. Chatterji, Md. Fahim Ansari.

Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS.

L. Kazmerski. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 33, May 2014.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). pp. 602-612.

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114001257?np=y>

[27] NAPS systems oy. Aurinkosähköjärjestelmän Asennus- ja Käyttöopas. 2009. 16 s.

[Viitattu 5.5.2014]. Saatavissa:

[http://www.sahko.fi/UserFiles/humalistonsahko/File/Asennusohjeet/as\\_ohje.pdf](http://www.sahko.fi/UserFiles/humalistonsahko/File/Asennusohjeet/as_ohje.pdf)

[28] Kuva auringon korkeuden vaihtelusta eri vuodenaikoina. [WWW]. [Viitattu 5.5.2014]. Saatavissa:

<http://tinypic.com/view.php?pic=6p4y69&s=5#.U0JokhCgBIO>

[29] SMA. Sunny tripower. Tuote-esite. [WWW]. ]. [Viitattu 8.8.2014]. Saatavissa <http://www.europe-solarshop.com/downloadfiles/sma/data/sunny-tripower/technical-data/STP5000TL-Technical-data.pdf>

[30] Nothern Arizona Wind & Sun. Inverter basics and selecting the right model. [WWW]. ]. [Viitattu 10.8.2014]. Saatavissa <http://www.solar-electric.com/inverter-basics-selection.html>

[31] Minna Paavola. Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella. Diplomityö. Joulukuu 2012. Tampereen Teknillinen Yliopisto. Tieto- ja Sähkötekniikan laitos. 94 s.

[32] Keskinen Jarno. Sähköenergian tuotantoon soveltuvat aurinkokennoteknologiat ja niiden kehittyminen. Diplomityö. Toukokuu 2010. Tampereen Teknillinen Yliopisto. Sähkötekniikan laitos. 136 s.

[33] Kuva yksi- ja monikiteisestä piikidekennosta. [WWW]. [Viitattu 10.5.2014]. Saatavissa: <http://www.siliconsolar.com/commercial-solar-cells.html>

[34] William Shockley, Hans J. Queiser.  
Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells.  
Journal of applied Physics [Artikkeli]. Volume 32, number 3. March 1961.  
[Viitattu 18.5.2014]. Saatavissa:  
<http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/32/3/10.1063/1.1736034>

[35] T.M. Bruton. General trends about Solar Energy Materials and Solar Cells. Volume 72, Issues 1–4. April 2002. Solar Energy Materials and Solar Cells. Elsevier. pp 3–10. [Viitattu 18.5.2014]. Saatavissa:  
[http://ac.els-cdn.com/S0927024801001453/1-s2.0-S0927024801001453-main.pdf?\\_tid=5edec116-ba55-11e3-96ad-00000aabb0f26&acdnat=1396436337\\_66790dca71e968233b383ee6d932aff9](http://ac.els-cdn.com/S0927024801001453/1-s2.0-S0927024801001453-main.pdf?_tid=5edec116-ba55-11e3-96ad-00000aabb0f26&acdnat=1396436337_66790dca71e968233b383ee6d932aff9)

[36] Augustin McEvoy, Tom Markvart, Luis Castañer. Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications. 2nd ed. Waltham, MA : Academic Press, cop. 2012. (Luku 11)

[37] Q.CELLS. Products. Solar Cells. [WWW]. [viitattu 20.04.2014]. Saatavissa: [http://www.q-cells.com/en/products/solar\\_cells](http://www.q-cells.com/en/products/solar_cells)

[38] Frost & Sullivan. Commercialization Status and Future Trends in Thin-film PV. USA 2009, 80 p.

- [39] Durose Ken. Thin film solar cells. University of Liverpool. [WWW].  
[viitattu 14.05.2014]. Saatavissa:  
<https://connect.innovateuk.org/web/supersolar-hub/thin-film-pv>
- [40] McEvoy, A.J., Castaner, L., Makvart, Tom. Solar cells: materials, manufacture and operation. 2nd ed. 2013. Oxford academic press. 641 s. Pages 159–223
- [41] SOLOPOWER systems. Thin-film photovoltaics .[WWW][viitattu 27.5.2014].  
Saatavissa:  
<http://solopower.com/solutions-technology/thin-film-photovoltaics/>
- [42] First Solar. Thin Film Module Technology. [WWW][viitattu 27.5.2014].  
Saatavissa:  
<http://www.firstsolar.com/Home/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module/CdTe-Technology>
- [43] Mark Osborne. ZSW achieves record lab CIGS cell efficiency of 20.8%.  
24.10.2013. [Irrallinen artikkeli]. [viitattu 27.5.2014]. Saatavissa:  
[http://www.pv-tech.org/news/zsw\\_achieves\\_record\\_lab\\_cigs\\_cell\\_efficiency\\_of\\_20.8](http://www.pv-tech.org/news/zsw_achieves_record_lab_cigs_cell_efficiency_of_20.8)
- [44] SolarPlaza. Top 10 World's Most Efficient CI(G)S Modules. [WWW]  
[viitattu 28.5.2014]. Saatavissa:  
<http://www.solarplaza.com/top10-cigs-module-efficiency/>
- [45] AVANCIS, Advanced Solar Power. CIS – clean, efficient thin-film photovoltaics.  
[WWW][viitattu 28.5.2014]. Saatavissa:  
<http://www.avancis.de/en/cis-technology/cis-photovoltaics/>
- [46] Manz. MANZ M-GES101. Tuote-esite. [WWW]. [viitattu 28.5.2014]. Saatavissa:  
[http://www.manz.com/downloads/CIGS-Module\\_M-GES101.pdf](http://www.manz.com/downloads/CIGS-Module_M-GES101.pdf)
- [47] Simon Hänni, Grégory Bugnon, Gaetano Parascandolo, Mathieu Boccard, Jordi Escarré, Matthieu Despeisse, Fanny Meillaud and Christophe Ballif.  
High-efficiency microcrystalline silicon single-junction solar cells.[Irrallinen artikkeli].  
24.5.2013. [viitattu 29.5.2014]. Saatavissa:  
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2398/full>

[48] Fan Yang, Lin Zhang, Tom Tanaka, Yi Zheng, Francimar Schimitt, Rongping Wang, Alan Tso, Kyle Reinke, Ned Hammond, Manda Pandit, Lipan Li, Lun Tsuei, Zheng Yuan, and Brian Shieh.

UNIFORM GROWTH OF a-Si /  $\mu$ c-Si TANDEM JUNCTION SOLAR CELLS OVER 5.7m<sup>2</sup> SUBSTRATES. [irralinen artikkeli]

Thin Film Solar Products Division, Applied Materials, Santa Clara, CA 95054. 5 s.

[viitattu 29.5.2014]. Saatavissa:

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=05411360>

[49] M. Python\*, D. Domine', T. Söderström, F. Meillaud and C. Ballif.

Microcrystalline silicon solar cells: effect of substrate temperature on cracks and their role in post-oxidation. [Tutkimusartikkeli] Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Institute of Microengineering IMT, Photovoltaics and Thin Film Electronics Laboratory, Breguet 2, 2000 Neuchâtel, Switzerland. 9 s.

[viitattu 29.5.2014]. Saatavissa:

[http://infoscience.epfl.ch/record/143852/files/paper\\_540.pdf](http://infoscience.epfl.ch/record/143852/files/paper_540.pdf)

[50]T. Söderström, F.-J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix, and C. Ballif. Flexible micro-morph tandem a-Si/ $\mu$ c-Si solar cells. JOURNAL OF APPLIED PHYSICS 107, 014507 (2010). 7 s.

[viitattu 29.5.2014]. Saatavissa:

[http://infoscience.epfl.ch/record/143097/files/paper\\_516.pdf](http://infoscience.epfl.ch/record/143097/files/paper_516.pdf)

[51]A.V. Shah\*, J. Meier, E. Vallat-Sauvain, N. Wyrsch, U. Kroll, C. Droz, U. Graf. Material and solar cell research in microcrystalline silicon.

Volume 78, Issues 1–4, July 2003, Solar Energy Materials and Solar Cells. Elsevier. pp 469–491.

[52] Sorlar projects LLC. Cell Structure and Spectral Sensitivity. [WWW]

[viitattu 29.5.2014]. Saatavissa:

<http://www.solarprojects.ru/en/>

[53] Natalya V. Yastrebova. High-efficiency multi-junction solar cells: Current status and future potential . Centre for Research in Photonics, University of Ottawa, April 2007. 22.s

[viitattu 30.5.2014]. Saatavissa:

<http://sunlab.site.uottawa.ca/pdf/whitepapers/HiEfficMjSc-CurrStatus&FuturePotential.pdf>

[54] 21st Century Tech. Kuva CPV-kennosta ja pneelista. [WWW]. [Viitattu 30.5.2014]. Saatavissa:

<http://www.21stcentech.com/energy-update-cpv-stands-concentrated-photovoltaic/>

[55] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency. [Press Release] 23.9.2013. [Viitattu 31.5.2014]. Saatavissa:

<http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/presseinformationen-2013/world-record-solar-cell-with-44.7-efficiency>

[56] Clean Technica. Sharp Hits Concentrator Solar Cell Efficiency Record, 43.5%. [WWW]

[Viitattu 31.6.2014]. Saatavissa:

<http://cleantechnica.com/2012/05/31/sharp-hits-concentrator-solar-cell-efficiency-record-43-5/>

[57] GCell. Advantages of DSSC. [WWW]. [Viitattu 31.6.2014]. Saatavissa:

<http://gcell.com/>

[58] Abhishek Shah. Dye Sensitized Solar Cells (DSCC) – Process, Advantages and Disadvantages. July 2011. [WWW] [Viitattu 31.6.2014]. Saatavissa:

<http://www.greenworldinvestor.com/2011/07/04/dye-sensitised-solar-cells-dscc-processadvantages-and-disadvantages/>

[59] European Photovoltaic Industry Association. GLOBAL MARKET OUTLOOK For Photovoltaics 2014-2018. 2014. 57 s. [WWW]. [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa:

[http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/EPIA\\_Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_2014-2018\\_-\\_Medium\\_Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf)

[60] Aimo Aalto, Risto Kuusisto, Bettina Lemström, Ilpo Mattila, Birgitta Vainio-Mattila, Helena Kantola, Nina Broadstreet.

Biokaasulla tuotettavan sähkön syöttötariffi Suomessa – Perusteita järjestelmän toteuttamiselle. 2007. [Työryhmän Mietintö]. 75 s.

[Viitattu 6.6.2014]. Saatavissa:

[http://www.tem.fi/files/18256/Biokaasutariffi\\_tr\\_raportti\\_191207.pdf#page=38](http://www.tem.fi/files/18256/Biokaasutariffi_tr_raportti_191207.pdf#page=38)

[61] pvXchange. Price index. [WWW]. [Viitattu 7.6.2014]. Saatavissa:

[http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=en-GB](http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=en-GB)

[62] German Solar Industry Association. [WWW]. [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa:

<http://www.solarwirtschaft.de/de/pressegrafiken.html>

[63] Energiavirasto. Sähkönhintatilastoja. [WWW]. [Viitattu 5.6.2014]. Saatavissa: <http://www.sahkonhinta.fi/summariesandgraphs>

[64] Nicholas Franco. Solar PV at grid parity in 10 states according to Deutsche Bank. U.S Energy. 18.9.2013. [Verkkoartikkeli]. [Viitattu 12.8.2014]. Saatavissa: <http://www.trendingenergy.com/solar-pv-at-grid-parity-in-10-states-according-to-deutsche-bank/>

[65] Renewable Internationals. Grid parity in Hawai – not a breakthrough. 14.4.2013. [Verkkoartikkeli]. [Viitattu 12.8.2014]. Saatavissa: <http://www.renewablesinternational.net/grid-parity-in-hawaii-not-a-breakthrough/150/510/61953/>

[66]Eclareon. PV is already competitive against retail electricity in the commercial sector of major European markets. [Lehdistötiedote]. Saatavissa: [http://www.eclareon.com/sites/default/files/npgpm2014\\_engl.pdf](http://www.eclareon.com/sites/default/files/npgpm2014_engl.pdf)

[67] Kuva verkkopariteetin saavuttamisessa aurinkosähköllä. [WWW]. [Viitattu 10.6.2014]. Saatavissa: <http://www.samsungsdi.com/nextenergy/solar-cell-battery.jsp>

[68]Emma Hughes. Feature: Reaching grid parity – the UK solar story. Solar Power Portal. 05 July 2012.[verkkoartikkeli]. [Viitattu 3.7.2014]. Saatavissa: [http://www.solarpowerportal.co.uk/news/feature\\_reaching\\_grid\\_parity\\_the\\_uk\\_solar\\_story\\_5478](http://www.solarpowerportal.co.uk/news/feature_reaching_grid_parity_the_uk_solar_story_5478)

[69] Energiateollisuus. Mistä sähkön hinta muodostuu?. [WWW].[viitattu 24.7.2014]. Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>

[70] Vattenfall. Sähkönhinnan muodostuminen. [WWW].[viitattu 12.7.2014]. Saatavissa: <http://www.vattenfall.fi/fi/sahkon-hinnan-muodostuminen.htm>

[71] Elenia. Sähkövero. [WWW]. [Viitattu 16.6.2014]. Saatavissa: <http://www.elenia.fi/sahko/sahkovero>

[72] SMA. Performance ratio. Quality factor for the PV plant. 9 s. Saatavissa: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UEN100810.pdf>

- [73] SolarWorld. Linear performance guarantee. [WWW].  
[Viitattu 10.5.2014]. Saatavissa:  
<http://www.solarworld.de/en/service/linear-performance-guarantee/>
- [74] NOVAGO. Investoinnin laskentaopas. 9 s.  
[Viitattu 5.8.2014]. Saatavissa:  
[http://www.yritystulkki.fi/files/yt22\\_investoinnin\\_laskenta\\_novago.pdf](http://www.yritystulkki.fi/files/yt22_investoinnin_laskenta_novago.pdf)
- [75] Petri Suomala, Olli Manninen, Jouni Lyly-Yrjänäinen. Laskentatoimi johtamisen tukena. Edita Publishing oy. ISBN 978-951-37-5731-1. Helsinki 2011. 236 s.
- [76] Ariel Schwartz. World's First Modern Solar Panel Still Works After 60 Years. 4.8.2010. [WWW][Viitattu 6.8.2014]. Saatavissa:  
<http://inhabitat.com/worlds-first-modern-solar-panel-still-works-after-60-years/>
- [77] Työ ja elinkeinoministeriö. Energiatuki. [WWW].[Viitattu 10.8.2014]. Saatavissa:  
[https://www.tem.fi/energia/energiatuki/tuen\\_maara](https://www.tem.fi/energia/energiatuki/tuen_maara)
- [78] Matias Peräinen. Aurinkosähköalan asiantuntija. FinnWind oy.  
Sähköpostikeskustelu. 1.10.2014
- [79] Vesa-Matti Puro. Aurinkosähköalan asiantuntija.  
Sähköpostikeskustelu. 3.10.2014
- [80] Fortum. Aurinkopaketin hinnasto. [WWW].[Viitattu 25.9.2014]. Saatavissa:  
[http://www.fortum.com/countries/fi/yksityisasiakkaat/energiansaasto/aurinkoenergiaratk  
aisut/aurinkopaneeli/hinta/pages/default.aspx](http://www.fortum.com/countries/fi/yksityisasiakkaat/energiansaasto/aurinkoenergiaratkaisut/aurinkopaneeli/hinta/pages/default.aspx)
- [81] Juho Lasonen. Aurinkovoimala kannattavuusanalyysi. Kandidaatintyö. Huhtikuu 2014. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 29 s.



# LIITE 1: PANEELIEN VERTAILUSSA KÄYTETYT PANEELIT JA NIIDEN OMINAISUUDET

Valmistaja	Malli	Materiaali	Nimellisteho STC	V <sub>pm</sub> STC	Tolerance	dimensiot				Paino (kg)	Hyötysuhde (%)	Tuotantotakuu	%C°
						L (mm)	W (mm)	H (mm)	Pinta-ala (m <sup>2</sup> )				
AXITEC	AC-250 M	m-Si	250	29,65	-	1640	992	40	1,63	19,5	15,40 %	97 % (1a), 85 % (2 - 25a) lin	-0,4
SUNTECH	STP-255-20/Wdb	m-Si	255	30,8	5 %	1640	992	35	1,63	18,2	15,70 %	97 % (1a), -0,7 %/a (2 - 25 a) lin	-0,43
NAPS	Saana 260 LM3 MBW	m-Si	260	30,5	5 W	1623	986	35	1,60	21,0	16,60 %	98 % (1a), 92 % (10a), 82 % (25a) por	-0,49
Yingli Green energy	Panda YL260C-30b	m-Si	260	29,7	5 W	1650	990	40	1,63	18,5	15,90 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,42
Solar world	Sunmodule Plus SW 270 mono	m-Si	270	30,9	5 W	1675	1001	31	1,68	21,2	16,10 %	-0,7 %/a (1 - 25 a) lin	-0,45
Q-cells	Q.PEAK-G3	m-Si	280	31,6	5 %	1670	1000	35	1,67	19,0	16,80 %	97 % (1a), -0,6 %/a (2-25a) lin	-0,42
Heckert Solar	NeMo	mc-Si	220	26,8	5 W	1481	991	38	1,47	16,3	15,00 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,42
NAPS	Pallas 210-220 TP3 MBW	mc-Si	220	-	5 W	1465	986	25	1,44	19,3	15,60 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,49
Yingli Green energy	YGE 48	mc-Si	245	29,6	5 W	1650	990	40	1,63	18,5	16,20 %	91,2 % (10a), 80,7 % (25a) por	-0,42
Q-cells	Q.PRO BLK-G3	mc-Si	250	30,87	5 %	1670	1000	35	1,67	19,0	15,90 %	97 % (1a), -0,6 %/a (25a) lin	-0,42
Solar world	Sunmodule Protect 250	mc-Si	250	30,5	5 W	1675	1001	31	1,68	21,2	14,90 %	-0,35 %/a (30) lin	-0,41
IREs	X Series	a-Si	140	-	5 W	1300	1100	40	1,43	26,0	9,80 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,3
Baoding TianWei Solar	TW-TF 118-140	a-Si	140	-	-	1300	1100	6,6	1,43	24,0	9,80 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,29
NextPower	Xtreme+	a-Si	150	64,7	3 %	1400	1100	6,8	1,54	25,0	10,40 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,28
STION	STN-150	CIGS	150	-	-	1656	656	35	1,09	16,8	13,80 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,34
tsmc solar	TS CIGS 140-155	CIGS	155	-	5 %	1656	656	35	1,09	16,6	14,30 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,3
Istar Solar	IS4000C	CIGS	155	-	-	1656	656	35	1,09	16,6	14,30 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,3
tsmc solar	TS CIGS 145-160	CIGS	160	-	5 %	1656	656	35	1,09	16,6	14,70 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,3
ASTOM	ASCA72	CdTe	72,5	-	4 %	1200	600	6,9	0,72	12,0	10,10 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,25
GE Energy	GE-CdTe83	CdTe	82,5	-	-	1200	600	7,5	0,72	13,0	11,50 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,25
First solar	FS-Series 3 – US	CdTe	92,5	-	-	1200	600	6,8	0,72	12,0	12,80 %	90 % (10a), 80 % (25a) por	-0,25